

LANDTAG
NORDRHEIN-WESTFALEN
16. WAHLPERIODE

INFORMATION
16/376

A23

Gutachten Power to Gas / Energiespeicher – NRW Enquete-Kommission II

Rüdiger-A. Eichel^{1,2}, Jochen Linssen³, Peter Markewitz³, Jürgen-Friedrich Hake^{1,3}, Bastian Gillessen³, Peter Stenzel³, Walter Leitner^{1,4}

¹Jülich-Aachen Research Alliance (JARA), Sektion JARA-Energy

²Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung – Grundlagen der Elektrochemie (IEK-9), 52425 Jülich

³Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung – Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE), 52425 Jülich

⁴RWTH Aachen, Institut für Technische und Makromolekulare Chemie, Worringerweg 1, 52056 Aachen

Inhaltsverzeichnis

<u>I</u>	<u>Einleitung</u>	3
<u>II</u>	<u>Einsatzgebiete von netzintegrierten Stromspeichern</u>	5
<u>II.1</u>	<u>Netzdienstleistungen</u>	6
<u>II.1.1</u>	<u>Spannungsqualität</u>	6
<u>II.1.2</u>	<u>Regelleistung</u>	7
<u>II.1.3</u>	<u>Schwarzstart</u>	10
<u>II.2</u>	<u>Notstromsysteme</u>	10
<u>II.3</u>	<u>Peak shaving</u>	10
<u>II.4</u>	<u>Lastglättung</u>	11
<u>II.5</u>	<u>Erzeugungsglättung</u>	11
<u>II.6</u>	<u>PV-Batteriespeichersysteme</u>	12
<u>II.7</u>	<u>Netzdienliche Speicher</u>	14
<u>II.8</u>	<u>Arbitrage-Speicher</u>	15
<u>II.9</u>	<u>Langzeitspeicher</u>	15
<u>II.10</u>	<u>Inselnetzspeicher</u>	16
<u>III</u>	<u>Synopse von Energieszenarien mit Speichereinsatz</u>	17
<u>III.1</u>	<u>Untersuchungsraum International und EU</u>	17
<u>III.2</u>	<u>Untersuchungsraum Deutschland</u>	18
<u>III.2.1</u>	<u>Analysierte Szenarien und grundlegende Annahmen in den Studien</u>	18
<u>III.2.2</u>	<u>Zentrale Ergebnisse der Studien</u>	20
<u>III.3</u>	<u>Untersuchungsraum NRW</u>	23
<u>IV</u>	<u>Marktanalyse elektrochemische Stromspeicher</u>	24
<u>VI</u>	<u>Power-to-Gas</u>	27
<u>VI.1</u>	<u>Energiewirtschaftliche Szenarien zur Anwendung von Power to Gas</u>	28
	<u>Wirtschaftlichkeit</u>	32
<u>VI.2</u>	<u>Einordnung von Power to Gas aus nationaler Perspektive</u>	35
<u>VI.3</u>	<u>Ordnungspolitische Rahmen</u>	36
<u>VI.5</u>	<u>Exkurs: Derzeitige Bedeutung des Wasserstoffs für NRW</u>	39
<u>VIII</u>	<u>Literatur</u>	40

Einleitung

Die Bundesregierung verfolgt das klimapolitische Ziel die innerhalb Deutschlands anthropogen verursachten Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um 80% gegenüber dem Jahr 1990 zu reduzieren. Damit die Zielerreichung dieses aus heutiger Sicht weit in der Zukunft liegenden Ziels kontrollierbar wird, sind Zwischenziele formuliert worden: Die Treibhausgasreduktion soll bis zum Jahr 2020 mindestens 40% und bis zum Jahr 2030 mindestens 55% betragen [Energiekonzept, 2010]. Als wesentliche Maßnahme zur Erreichung dieser Ziele soll der Anteil erneuerbarer Energien (EE) auf Basis von solarer Strahlung, Wind, Wasser, Biomasse, Geothermie, Deponie-, Klär- und Grubengas am Bruttostromverbrauch bis 2050 auf 80% steigen [Energiekonzept, 2010]. Im Jahr 2013 lag dieser Wert noch bei 25,4% [AGEE, 2014].

Besonders die aufgrund ihrer Dargebotsabhängigkeit volatile Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie stellt die Energiewirtschaft vor neue Herausforderungen. Zwar kann die Stromerzeugung konventioneller Kraftwerke an die momentane Lastsituation angepasst werden, so werden mit steigender installierter EE-Erzeugungsleistung sich die Zeiten von Stromerzeugungsüberangeboten erhöhen. Eine mögliche Abregelung von EE-Anlagen in Überangebotsfällen steht einer Erreichung hoher EE-Anteile am Stromverbrauch allerdings entgegen. Aus diesem Grund werden Maßnahmen wie Lastmanagement oder die Speicherung von elektrischer Energie an Bedeutung gewinnen. Heutige Speicherkonzepte wie Pump- und Druckluftspeicherkraftwerke, Schwungradspeicher oder elektrochemische Speicher bieten zwar die Möglichkeit elektrische Energie in Form von potenzieller, kinetischer oder chemischer Energie zu speichern, ihre Speicherkapazität ist jedoch gering. Insbesondere elektrochemische Energiespeicher werden dabei in Zukunft auch im kleinen Leistungs- und Kapazitätsbereich im Verteilnetz mit mittleren Einsatzdauern bis einige Stunden dynamisch angewendet werden müssen. Eine saisonale Energiespeicherung über mehrere Wochen hinweg und nur wenigen Ladezyklen pro Jahr ist nur durch Wandlung in chemische Energieträger z.B. durch das Power-to-Gas-Konzept technisch sinnvoll in Deutschland möglich. Darüber hinaus besteht ein hohes Potenzial innovative Konzepte (Power-to-Chemicals) in bestehende Industriezweige und Prozessabläufe zu integrieren.

Das Anfang 2013 verabschiedete Gesetz zur Förderung des Klimaschutzes in Nordrhein-Westfalen setzt in Ergänzung zum Energiekonzept der Bundesregierung verbindliche Ziele für die Reduktion klimawirksamer Emissionen in NRW (bis zum Jahr 2020 um mindestens 25 % und bis zum Jahr 2050 um mindestens 80 %, Referenz 1990). Die NRW-Landesregierung verpflichtet sich darin zur Erstellung eines Klimaschutzplans, der mögliche Maßnahmen zur Zielerreichung quantifiziert und bewertet. Die Konkretisierung des Plans sieht den zukünftigen Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland und NRW als zentrales Element an, welches

durch Lastmanagement (u.a. variabler Einsatz von Wasserstoffelektrolyseuren) und Energiespeicherung gestützt werden muss. [NRW Landesregierung, 2013]

Im Hinblick auf die dargestellte Bedeutung der Energiespeicherung in den Maßnahmenplänen in Deutschland und NRW gilt es zu hinterfragen, welche Chancen und Risiken mit der Produktion, dem Betrieb und der Wiederverwertung von elektrochemischen und chemischen Speichern für die verschiedenen Bereiche der Industrie mit Wertschöpfung in Nordrhein-Westfalen verbunden sind. Die Analyse der Industrie-Wertschöpfung in NRW zeigt, dass im verarbeitenden Gewerbe die Herstellung von chemischen Erzeugnissen neben dem Maschinenbau den größten Einzelumsatz (14,2 % von 343 Mrd. Euro Gesamtumsatz) im Jahr 2012 erzielt hat. In der Branche „chemische Erzeugnisse“ waren zum Stichtag 30. September 2012 418 Betriebe gemeldet. Diese Industrie-Branche beschäftigt knapp 90.000 Mitarbeiter (ca. 7,4 % der gesamten Beschäftigten im verarbeitenden Gewerbe). Eine weitere Aufschlüsselung der Branche „Chemische Erzeugnisse“ zeigt, dass insbesondere die Teilbereiche „Industriegase“, „sonstige anorganische und organische Grundstoffe und Chemikalien“, „Kunststoffe“, „pyrotechnische Erzeugnisse“, „Chemiefasern und Veredlung von Erzeugnissen dieser Güterabteilung“ aufgrund ihres Produktspektrums von einer breiten Anwendung elektrochemischer und chemischer Speicher in der Stromversorgung profitieren können. Insbesondere die beiden erstgenannten Teilbereiche des Wirtschaftszweigs weisen mit 45 % bzw. 48 % einen überdurchschnittlich hohen Anteil des Produktionswertes in NRW im Vergleich zu Gesamtdeutschland auf. Im Wirtschaftszweig „Elektrische Ausrüstung“ ist der Bereich „Batterie und Akkumulatoren“ explizit mit 6 Betrieben in NRW und einem Anteil von 15 % am Produktionswert in Gesamtdeutschland zu nennen. [Information und Technik - NRW, 2013]

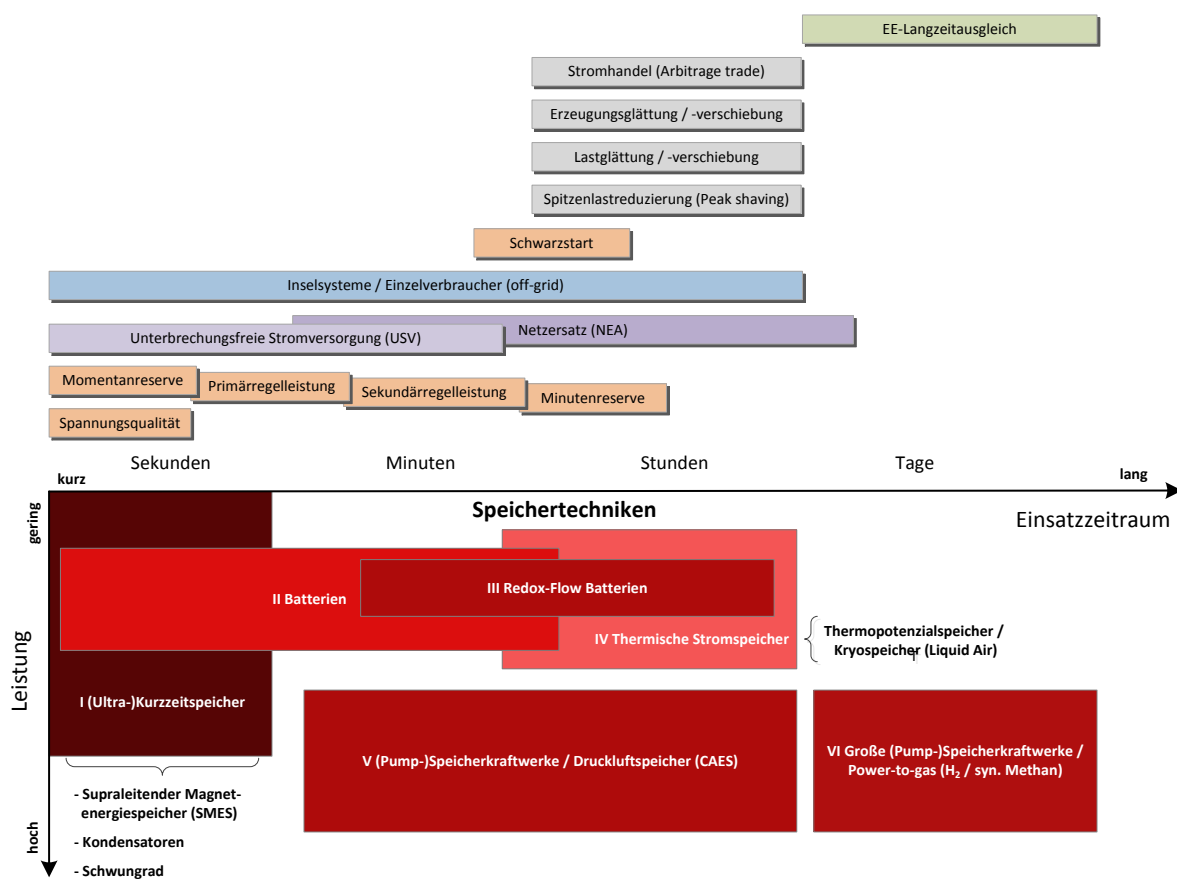
Neben den genannten Wirtschaftszweigen können weitere Branchen direkt oder indirekt durch Vorleistungen von einem steigenden Markt an elektrochemischen Speichern profitieren. Dies sind:

- Herstellung von Textilien
- Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren
- Herstellung von Glas- und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden
- Metallerzeugung und -bearbeitung
- Herstellung von Metallerzeugnissen
- Herstellung von elektrischen Ausrüstungen
- Maschinenbau
- Reparatur und Instandhaltung von Maschinen und Ausrüstungen

Einsatzgebiete von netzintegrierten Stromspeichern

Grundsätzlich können stationäre Stromspeicher zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage bzw. Erzeugung und Verbrauch eingesetzt werden. Basierend auf dem Einsatzzeitraum ist eine Klassifizierung in typische Einsatzfelder von Speichern möglich (siehe Abb. 1). Die Abbildung beschränkt sich dabei auf netzintegrierte, stationäre Stromspeichersysteme. Durch den Umbau des Energiesystems in Deutschland wird zukünftig der Einsatz von Stromspeichern in vielen Bereichen interessant und kann auch bei sehr hohen EE-Anteilen in der Stromerzeugung und einer hohen angestrebten CO₂-Emissionsminderung für eine stabile Versorgungssituation unverzichtbar und system-relevant werden.

Abb. 1: Klassifizierung der Einsatzfelder für Stromspeicher nach Einsatzzeitraum



Quelle: eigene Darstellung

IEK-STE 2014

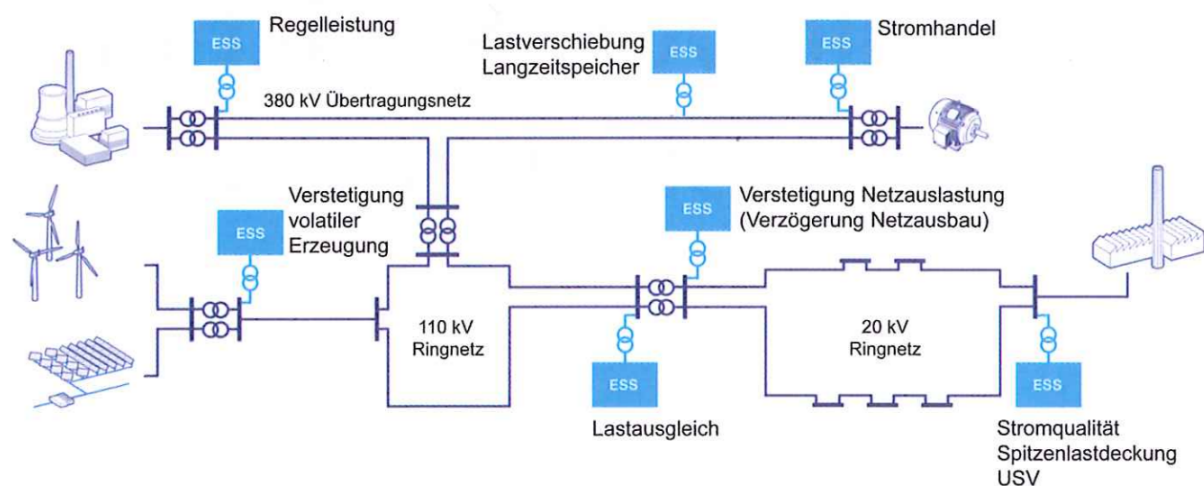
Aus den aufgeführten Einsatzfeldern ergeben sich sehr unterschiedliche technische Anforderungsprofile, woraus sich wiederum eine Vielfalt an Speichertechnologien ergibt, die diese erfüllen können. Aus der Abbildung wird ebenfalls die Zuordnung der Einsatzfelder zu Kurzzeitspeichern („Sekunden – Minuten“), Tagesspeichern („Minuten – Stunden“) und Langzeit-

speichern („Tage – Wochen“) ersichtlich. Im Folgenden werden die aufgeführten Einsatzfelder kurz diskutiert.

Netzdienstleistungen

Netzdienstleistungen sind für die Gewährleistung eines stabilen Betriebs von Übertragungs- und Verteilnetzen erforderlich. Zu den Netzdienstleistungen zählen Maßnahmen zur Sicherstellung der Spannungsqualität, der Bereich Regelleistung sowie die Schwarzstartfähigkeit. Die folgende **Abb. 2** zeigt eine Übersicht und Lokalisierung von Speicheranwendungen im Stromversorgungssystem.

Abb. 2: Schematische Darstellung möglicher Anwendungsgebiete von Energiespeichern in der Stromversorgung



Quelle: [Brandt, 2012]

IEK-STE 2014

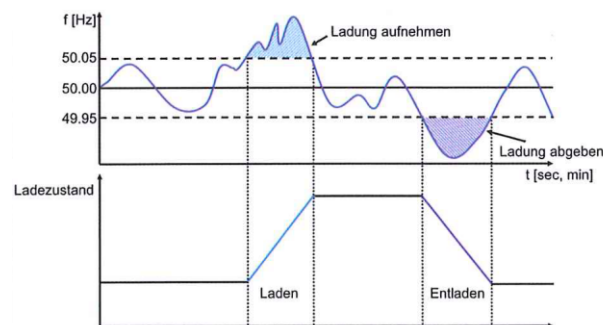
Spannungsqualität

Die Spannungsqualität wird u.a. anhand der Parameter Spannungshöhe, Frequenz, Spannungssymmetrie (Kurvenverlauf) und Störungen (z.B. Kurzunterbrechungen) beurteilt. Um Schäden bei angeschlossenen Verbrauchern zu vermeiden, müssen Energieversorger sicherstellen, dass sich Abweichungen bei den einzelnen Parametern innerhalb festgelegter Grenzen befinden. Stromspeicher können einen Beitrag zur Sicherstellung der Spannungsqualität leisten, indem sie Stromunterbrechungen, Spannungsabweichungen (z.B. durch Bereitstellung bzw. Aufnahme von Blindleistung) und unerwünschte Oberwellen durch Ein- und Ausschaltvorgänge kompensieren.

Regelleistung

Die Vorhaltung von Regelleistung ist erforderlich, um jederzeit ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch im Stromnetz und damit die Netzstabilität zu gewährleisten. Der Regelleistungsbedarf ergibt sich aus nicht prognostizierbaren Abweichungen zwischen der geplanten (Soll-Einspeisung und Soll-Last) und der tatsächlichen Netzsituation (Ist-Einspeisung und Ist-Last). So kann zum Beispiel der plötzliche Ausfall von größeren Erzeugungseinheiten durch Regelenergie ausgeglichen und die Netzstabilität erhalten werden. Der Indikator zur Festlegung des Regelleistungsbedarfs ist die Netzfrequenz (vgl. **Abb. 3**).

Abb. 3: Einsatz von Speichern zur Frequenzregelung

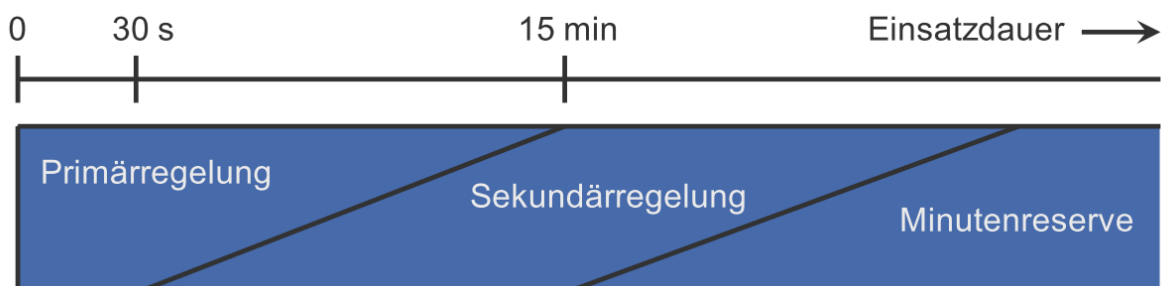


Quelle:[Brandt, 2012]

IEK-STE 2014

Grundsätzlich wird zwischen positivem (Verbrauch > Erzeugung) und negativem Regelleistungsbedarf (Verbrauch < Erzeugung) unterschieden. Positive Regelleistung wird durch zuschaltbare Erzeuger oder Speicher (Entladebetrieb) und abschaltbare Lasten bereitgestellt. Negative Regelleistung wird durch Abschaltung bzw. Leistungsreduzierung von Erzeugern und zuschaltbare Lasten bzw. Speicher (Ladebetrieb) aktiviert. Die Regelungsaufgaben werden entsprechend nach ihren Einsatzzeiten kategorisiert (siehe **Abb. 4**.)

Abb. 4: Dreistufiges Regelungskonzept in der Stromversorgung



Quelle:[Consentec, 2014]

IEK-STE 2014

Zur Bereitstellung von Regelleistung ist ein Einsatz von stationären Speichern möglich. Hinsichtlich des aus dieser Anwendung resultierenden Anforderungsprofils insbesondere bezüglich Dynamik und Leistungs-/ Kapazitätsanforderungen erscheinen elektrochemische Batteriespeicher besonders geeignet. Derzeit werden Regelleistungen durch abgedrosselte, thermische Kraftwerke bereitgestellt.

Aufgrund der sehr kurzen Reaktionszeiten (Zuschaltgeschwindigkeit aus dem Stillstand) können Batteriespeicher zur Bereitstellung von Regelleistung und anderen Systemdienstleistungen wie Blindleistungsbereitstellung und Sicherstellung der Spannungsqualität eingesetzt werden. Da Batterien unabhängig vom Netz betrieben werden können, ist auch die Schwarzstartfähigkeit gegeben. In Systemen mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien ist durch den Einsatz von Batteriespeichern eine Reduzierung konventioneller Must-Run-Kapazitäten zur Sicherstellung der Systemstabilität möglich [Schreieder et al., 2013]. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass auch erneuerbare Energien Systemdienstleistungen bereitstellen können und zudem weitere Optionen wie Demand-Side-Management existieren.

Primärregelleistung

Der für den Netzregelverbund in Deutschland ausgeschriebene Primärregelleistungsbedarf liegt aktuell bei 551 MW (Stand: 2013) [ÜNetzB, 2012]. Geht man davon aus, dass die gesamte Primärregelleistung durch Batteriespeicher bereitgestellt wird und nimmt ein Energie-zu Leistungsverhältnis von 1:1 an [Schreieder et al., 2013] so ergibt sich hieraus ein potenzielles Marktvolumen für Batteriespeicher bezogen auf die Speicherkapazität von 0,5 GWh.

Aus technischer Sicht eignen sich Batterien sehr gut zur Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL). Aufgrund der sehr kurzen Reaktionszeiten ist eine deutlich schnellere und genauere Reaktion auf Frequenzabweichungen im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken möglich [Schreieder et al., 2013]. Da die Präqualifikationsanforderungen allerdings deutlich geringer sind als das Leistungsvermögen von Batterien, kommen die genannten Vorteile von Batterien im aktuellen Marktumfeld nicht zur Geltung.

Zur Beurteilung des erschließbaren Marktpotenzials von Batteriespeichern ist eine vergleichende kostenseitige Beurteilung der Primärregelleistungsbereitstellung durch konventionelle Kraftwerken erforderlich. Hierzu liegen aktuell allerdings keine öffentlich zugänglichen Daten vor. Legt man die aktuellen Marktpreise für Primärregelleistung für eine Beurteilung der Wirtschaftlichkeit zu Grunde, so wäre unter der Annahme dass die Preise in den Folgejahren stabil bleiben ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb mit aktuell am Markt verfügbaren Batteriesystemen möglich [Pesch & Stenzel, 2013]. Die Annahme konstanter Marktpreise über den Zeitraum der Batterielebensdauer von 10 Jahren, sowie die Batterielebensdauer selbst sind allerdings mit hohen Unsicherheiten behaftet.

Eine Verschärfung der Präqualifikationsbedingungen hin zu höheren Anforderungen an die Dynamik sowie eine eventuelle Überführung des Bereichs der Momentanreserve in den Markt würden die Marktchancen für Batteriespeicher in diesen Bereichen positiv beeinflus-

sen. Bei einer Beibehaltung der aktuellen Marktbedingungen und einem Fortbestehen der Konkurrenzsituation zu konventionellen Kraftwerken ist nicht von einem nennenswerten Marktanteil von Batteriespeichern in der PRL-Bereitstellung auszugehen.

Sekundär- und Minutenregelleistung

Der für den Netzregelverbund in Deutschland ausgeschriebene Sekundärregelleistungsbedarf liegt aktuell bei ca. 2,1 GW (Stand: 2013) [ÜNetzB, 2012]. Geht man davon aus, dass der gesamte Leistungsbereich durch Batteriespeicher abgedeckt wird und nimmt ein Energie- zu Leistungsverhältnis von 2:1 an, so ergibt sich hieraus ein potenzielles Marktvolumen von 4,2 GWh. Aufgrund der eingeschränkten Batteriekapazität ist zumindest teilweise eine Hybridisierung mit anderen Systemen wie z.B. Kraftwerken oder steuerbaren Verbrauchern erforderlich, um auftretende längere Abrufzeiten abdecken zu können. Durch diese Kombinationsmöglichkeit mit anderen Systemen sind auch andere – sowohl größere als auch kleinere – Energie- zu Leistungsverhältnisse (z.B. 1:1 oder 3:1) für die Energiespeicher denkbar. In diesem Fall ergeben sich dementsprechend andere Werte für die Speicherkapazitäten bzw. das potenzielle Marktvolumen.

Die Bereitstellung von Sekundärregelleistung ist im Vergleich zur Primärregelleistung durch deutlich geringere Anforderungen an die Dynamik und längere Abrufzeiten gekennzeichnet. Eine Untersuchung zur Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern auf Basis der aktuell am Markt erzielbaren Preise und tatsächlicher Abrufdaten hat ergeben, dass eine wirtschaftliche Bereitstellung von Sekundärregelleistung durch Batteriespeicher unter den derzeitigen Rahmenbedingungen und den aktuellen Batteriekosten nicht möglich ist [Pesch & Stenzel, 2013]. Ein nennenswerter Einsatz von Batteriespeichern in der Sekundärregelleistung ist daher ohne Änderungen der regulatorischen Rahmenbedingungen (z.B. Verkürzung des Angebotszeitraums) derzeit nicht absehbar. Interessant könnten jedoch Hybridsysteme bestehend aus thermischen Kraftwerken und Batterien sein, wobei das Kraftwerk die längeren Abrufphasen abdeckt, während die Batterie die kurzfristigen Abrufspitzen übernimmt. Eine kostenseitige Bewertung eines derartigen Systems steht allerdings noch aus.

Die Minutenreserve löst die Sekundärregelleistung ab und die dafür vorgehaltene Leistung muss innerhalb von 15 Minuten vollständig erbracht um die Leistungsbilanz im Netz wieder auszugleichen. Seit Mitte des Jahres 2012 wird Minutenreserveleistung automatisch und zentral durch den ÜNB abgerufen. Analog zur Sekundärregelleistung wird zwischen negativer und positiver Regelenergie unterschieden. Zum Einsatz kommen derzeit regelbare thermische Kraftwerke und steuerbare Lasten wie zum Beispiel Pumpspeicher oder industrielle Verbraucher. Die Ausschreibung für Minutenreserve erfolgt in einem separaten Markt, der ähnlich wie der Sekundärregelleistung funktioniert.

Schwarzstart

Nach einem teilweisen oder vollständigen Ausfall des Stromnetzes, z.B. infolge einer größeren Systemstörung, werden zum Wiederaufbau der Versorgung bzw. des Netzes schwarzstartfähige Systeme benötigt, die ohne externe Energieversorgung anfahren und Strom einspeisen können. Diese Systeme können weitere Kraftwerke beim Wiederaufstart unterstützen, welche auf eine externe Stromversorgung angewiesen sind und in den (Teil-)Netzen die Netzregelung übernehmen.

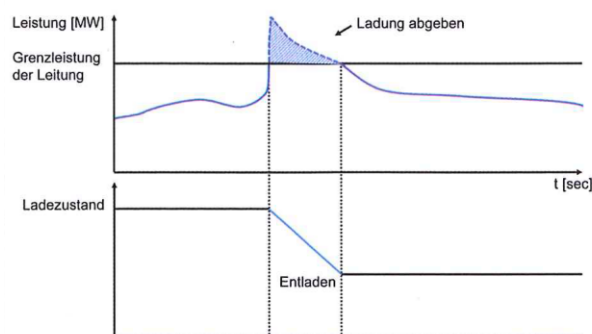
Notstromsysteme

Notstromsysteme können in Netzersatzanlagen (NEA) und unterbrechungsfreie Stromversorgungs-Anlagen (USV) unterteilt werden. USV-Systeme dienen zur Sicherstellung der Spannungsqualität bzw. zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit durch Absicherung gegen Stromausfälle. Das USV-System übernimmt die Stromversorgung somit unmittelbar nach Ausfall des Netzes. Im Gegensatz zu Netzersatzanlagen tritt keine Unterbrechungszeit auf. USV-Systeme decken somit kurzzeitige Netzstromunterbrechungen oder den Zeitraum bis zur Verfügbarkeit der eigentlichen Netzersatzanlage (z.B. Dieselgenerator, Brennstoffzelle) ab. Netzersatzanlagen sind zur Sicherstellung der Versorgung sensibler Systeme bei länger andauernder Unterbrechung der netzgebundenen Stromversorgung ausgelegt, mit Einsatzzeiten im Stundenbereich bis hin zu mehreren Tagen.

Peak shaving

Zur Spitzenlastreduzierung gibt es verschiedene verbraucherseitige Optionen. Zum einen können durch Nachfragesteuerung (Demand Side Management) Lasten zeitlich verschoben werden, zum anderen können Lastspitzen auch durch dezentrale Erzeugeranlagen oder Speicher direkt beim Verbraucher vor Ort gedeckt werden. Bei der Spitzenlastreduzierung wird allerdings nur der Spitzenwert reduziert (vergl. **Abb. 5**). Der Lastgang schwankt ansonsten weiterhin. Dies ist der wesentliche Unterschied im Vergleich zur Lastglättung.

Abb. 5: Energiespeicherung zur Abdeckung von Spitzenlasten



Lastglättung

Bei der Lastglättung oder dem Lastausgleich werden verbraucherseitige Schwankungen im Tagesverlauf ausgeglichen und die schwankende Last in eine möglichst konstante Last umgewandelt. Für dieses Anwendungsgebiet ist der Einsatz von dezentralen Speichern beim Verbraucher prädestiniert. Bei einem niedrigen Strombedarf kann der Speicher geladen werden, wodurch sich der Strombezug aus dem Netz erhöht (valley filling). Zu Zeiten hohen Strombedarfs bzw. zur Abdeckung / Pufferung von Bezugsspitzen kann gespeicherte Energie durch Entladung des Speichers bereitgestellt werden (peak shaving). Durch die Kombination von Lade- und Entladebetrieb des Speichers kommt es zu einer Vergleichmäßigung des Strombezugs aus dem Netz (netzseitige Lastglättung).

Durch eine Lastglättung ergeben sich für den Anwender (Endverbraucher) Vorteile durch die Reduzierung der benötigten maximalen Netzanschlussleistung. Dies führt zu Kostenvorteilen zum einen aufgrund der geringeren Dimensionierung des Netzanschlusses, zum anderen aufgrund von niedrigeren Kosten für den Strombezug, da dieser ebenfalls von der vertraglich vereinbarten Höchstlast abhängt. Für den Netzbetreiber ergeben sich Vorteile durch eine reduzierte und weniger volatile Netzlast, was zu einer besseren Auslastung des Netzes und verbesserten Möglichkeiten zur Kraftwerkseinsatzplanung führt.

Erzeugungsglättung

Analog zur Lastglättung ist auch eine erzeugerseitige Glättung fluktuierender erneuerbarer Energien möglich. Ein Beispiel sind die bei Photovoltaik-Anlagen beim Durchzug einzelner Wolkenfelder auftretenden kurzzeitigen Leistungsreduzierungen, die durch Speicher geglättet werden können. Hierdurch findet insbesondere eine Entlastung des Niederspannungsnetzes statt.

Ein Beispiel für eine Erzeugungsverschiebung ist die Erhöhung des Eigenverbrauchs aus Photovoltaikanlagen mit Hilfe von Speichern. Der Speicher wird in diesem Fall geladen, wenn die Leistung der PV-Anlage den Stromverbrauch übersteigt und zu einem späteren Zeitpunkt entladen wenn der Stromverbrauch größer als die Erzeugung ist. Derartige Systeme ermöglichen prinzipiell auch eine Begrenzung von Einspeisespitzen (abhängig von der Betriebsstrategie und der Batteriedimensionierung), wodurch es zu einer Entlastung von Verteilnetzen kommt.

Stationäre Batteriespeicher können für das Einspeisemanagement von Windparks und Photovoltaikanlagen genutzt werden. Sie können Erzeugungsspitzen abfangen und den Strom zu Zeiten schwacher Erzeugung oder großer Nachfrage ins Netz einspeisen und damit zur Vergleichmäßigung der Einspeisung fluktuierender Erneuerbarer Energien beitragen.

Ein Einsatz von Energiespeichern in Smart-Grid-Projekten (Überwachung von Ist-Zustand und Steuerungseingriffen im Verteilnetz) ist differenziert zu bewerten. In Abhängigkeit von der konkreten Struktur des Smart-Grids ist zu analysieren ob die Einbeziehung eines Speichers einen Mehrwert darstellt oder ob durch die alleinige Optimierung des Smart-Grids eine weitgehende Anpassung von Erzeugung und Verbrauch erreicht werden kann, wodurch sich der Speicherbedarf entsprechend verringert.

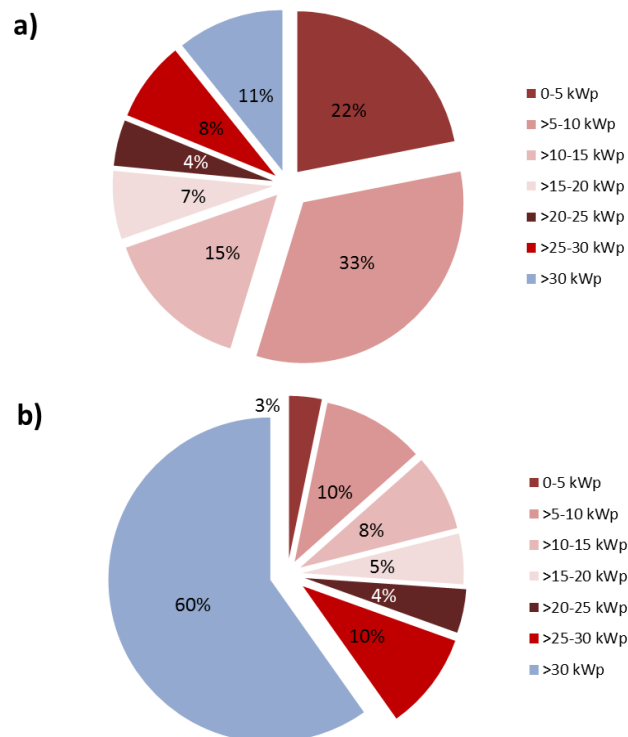
Im momentan größten Anwendungsfeld der Netzersatzanlagen bzw. Stand-alone-Stromversorgung konkurrieren Batteriesysteme vor allem mit Benzin- und Dieselgeneratoren.

PV-Batteriespeichersysteme

Batteriespeichersysteme zur Erhöhung des Eigenverbrauchs von Strom aus Photovoltaikanlagen stellen aufgrund der großen Verbreitung von PV-Anlagen, insbesondere in Deutschland, einen großen potenziellen Markt für Batteriespeicher dar. Durch die beschlossene Förderung derartiger Speichersysteme kann zukünftig von stark steigenden Absatzzahlen ausgegangen werden. Die derzeitige (Stand Juni 2014) in der Vorbereitung befindliche Novellierung des EEG sieht vor, dass zukünftig der Eigenverbrauch anteilig mit der EEG-Umlage beaufschlagt wird. Der Gesetzgeber hat hier eine Bagatellgrenze für Anlagen kleiner $10 \text{ kW}_{\text{peak}}$ eingeführt. Der Markt für batteriegestützte PV-Stromerzeugungsanlagen für Ein- und Zweifamilienhäusern bleibt damit von einer Abgabenbelastung des eigenverbrauchten PV-Stroms ausgenommen.

Der Bestand an Photovoltaikanlagen in Deutschland betrug zum 1. Januar 2013 ca. 1,3 Mio. Anlagen mit einer installierten Gesamtleistung von ca. $30,1 \text{ GW}_{\text{peak}}$ [DGS, 2013]. Die Verteilung der Anlagenanzahl und der installierten Leistung nach Größenklassen wird aus Abb. 6 ersichtlich.

Abb. 6: Verteilung von Anlagenanzahl (a) und installierter Leistung (b) nach Größenklassen der Photovoltaikanlagen (eigene Auswertung basierend auf den Daten von [DGS, 2013])



Quelle: [DGS, 2013]

IEK-STE 2014

Der Betrieb von PV-Batteriesystemen zur Eigenverbrauchserhöhung wird in erster Linie in Kombination mit kleineren Anlagen auf Ein- oder Mehrfamilienhäusern gesehen. Diese entstammen überwiegend dem Leistungssegment bis 30 kWp. Auf diesen Leistungsbereich ist auch das Förderprogramm der KfW begrenzt.

Anhand von **Abb. 6** wird ersichtlich, dass zwar ein Großteil der installierten Anlagen Kleinanlagen mit Leistungen bis 30 kWp sind (Anteil 78 %). Allerdings fällt der Anteil an der gesamten installierten Leistung mit etwa 40% (ca. 12 GWp) relativ gering aus.

Nimmt man einen Auslegungsfaktor für PV-Batteriesysteme von 0,8 kWh/Batterie/kWp an, so ergibt sich für das PV-Leistungssegment bis 30 kWp ein potenzieller Batteriemarkt von ca. 9,7 GWh (nutzbare Batteriekapazität), bezogen auf den PV-Anlagenbestand Ende 2012. Bei einer zukünftigen installierten PV-Gesamtleistung von ca. 50 GWp (Ausbauziel der Bundesregierung) und der Annahme einer gleichbleibenden Leistungsverteilung (siehe **Abb. 6**) ergibt sich ein potenzieller Batteriemarkt von ca. 16,1 GWh.

Die angegebenen Werte sind hierbei als obere Grenzwerte zu verstehen, da nicht davon auszugehen ist, dass alle Anlagenbetreiber der Größenklasse bis 30 kWp zukünftig auch einen

Batteriespeicher betreiben werden. Auf der anderen Seite sind jedoch auch einige Batteriespeichersystem in der Größenklasse $> 30 \text{ kWp}$ (z.B. im Einspeisemanagement) zu erwarten. Darüber hinaus werden auch teilweise deutlich niedrigere Auslegungsfaktoren für PV-Batteriesysteme z.B. $0,3 \text{ kWhBatterie/kW}_{\text{peak}}$ [Bukvic-Schäfer, 2012] angegeben. Die Höhe des Auslegungsfaktors ist sowohl vom Verbrauchs- als auch vom Produktionsprofil der PV-Anlage abhängig und wird wesentlich durch das zu Grunde gelegte Auslegungskriterium (z.B. hoher Eigenverbrauch, hohe Autarkie, Begrenzung der Netzeinspeisung) beeinflusst.

Eine Marktübersicht [Fuhs, 2012] zeigt, dass in Deutschland Ende 2012 über 30 Hersteller mit knapp 100 verschiedenen PV-Batteriespeichersystemen vertreten waren. Bei den angebotenen Systemen liegt der Mittelwert der maximal nutzbaren Batteriekapazität bei den AC-gekoppelten Systemen bei ca. 9 kWh und bei den DC-Varianten bei ca. 7 kWh. Es werden sowohl Blei- als auch Lithium-Ionen-basierte Batteriesysteme eingesetzt. Die durchschnittliche vom Hersteller angegebene kalendarische Lebensdauer liegt bei knapp 18 Jahren und einer Vollzyklenzahl (80 % DoD, Depth of Discharge) von knapp 4.000. Die real erreichbaren Lebensdauern dürften sich jedoch je nach Aufstellbedingungen, Einsatzgebiet und Betriebsweise des Speichers deutlich unterscheiden. Bei der kalendarischen Lebensdauer gibt es eine hohe Bandbreite zwischen 8 und 25 Jahren laut Herstellerangaben. Tendenziell liegt die angegebene kalendarische und zyklische Lebensdauer der Li-Ionen-Systeme deutlich über denen der bleibasierten Batteriesysteme und ihr Lade-/Entlade-Wirkungsgrad ist ebenfalls besser. Nachteile der Li-Ionen-Batterien sind der signifikant höhere Preis und die höhere Unsicherheit bei der Lebensdauerprognose.

Die Preise für die Batteriespeicher bezogen auf die nutzbare Speicherkapazität belaufen sich auf 600 bis 3.000 €/kWh. Die große Spanne ergibt sich aus den unterschiedlichen Batterietypen und deren Parametern.

Netzdienliche Speicher

Netzintegrierte Speicher können durch die Reduzierung von erzeuger- und verbraucherseitigen Spitzen zur Entlastung von Netzbetriebsmitteln und damit zu einer verbesserten Integration erneuerbarer Energien beitragen. Hierdurch werden einzelne Leitungen, Netzbereiche und Netzknoten entlastet, sodass sich eine Verzögerung bzw. eine Alternative zum Netzausbau oder dem Ausbau von Umspannstationen ergibt. Der Einsatz von Speichern ist insbesondere in Regionen mit hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien und vorhandenen Netzengpässen interessant.

Auf der Ebene des Verteilnetzes kann der Ausbau dezentraler nicht steuerbarer Energieerzeugung zu Netzüberlastungen und Problemen mit der Spannungsqualität führen. Batteriespeicher können hier teilweise Abhilfe schaffen, stehen aber in Konkurrenz zu anderen Maßnahmen wie beispielsweise einem Ausbau des Verteilnetzes, dem Einsatz regelbaren Ortsnetztransformatoren, Maßnahmen des Demand-Side-Managements oder der Blindleistungsbereitstellung durch Wechselrichter dezentraler Erzeugungseinheiten.

Arbitrage-Speicher

Derzeit werden großtechnische stationäre Stromspeicher wie Pumpspeicherkraftwerke überwiegend im Bereich Arbitrage-Handel eingesetzt und nehmen am Stromhandel teil. Die Lade-/ Enladedauern bewegen sich dabei im Bereich von wenigen Stunden bis zu einem Tag und werden meist im eintägigen Zyklus betrieben. Die Einsatzstrategie basiert darauf, in Niedrigpreisphasen Strom einzukaufen und zu speichern und in Hochpreisphasen den gespeicherten Strom abzüglich der Speicherverluste wieder bereitzustellen und zu verkaufen. Üblicherweise fallen die Phasen niedriger Strompreise mit Schwachlastphasen zusammen (z.B. nachts) und die Phasen mit hohen Strompreisen mit Spitzenlastzeiten (z.B. mittags); dies ist allerdings nicht zwingend der Fall. Bedingt durch die derzeit niedrigen Preise und Spreizungen am börsennotierten Dayahead-Markt, der über ausreichende Stromhandelsmengen verfügt, ist ein wirtschaftlicher Betrieb von Arbitrage-Speichern im täglichen Zyklus für Neuanlagen nicht gegeben. Durch geänderte Rahmenbedingungen, wie Eingriffe in das EWG oder EEG-Gesetz können sich die Randbedingungen für die Wirtschaftlichkeit deutlich ändern.

Langzeitspeicher

Langzeitspeicher sind in Systemen mit hohen Anteilen an fluktuierenden erneuerbaren Energien eine Option zur Überbrückung längerer Phasen, in denen wetterbedingt nur wenig Strom erzeugt wird. Diese Phasen können über einen Zeitraum von mehreren Tagen bis hin zu mehreren Wochen andauern. In Schwachlastphasen, in denen die Erzeugung den Verbrauch übersteigt, können Stromüberschüsse aufgenommen werden. Langzeitspeicher sind durch hohe Abrufdauern bei geringer Abrufhäufigkeit gekennzeichnet. Aufgrund der langen Speicherzeiten sollten die Verluste durch Selbstentladung möglich gering sein.

Bei saisonaler Langzeitspeicherung werden Strommengen bei jahreszeitlichem Überschuss gespeichert und in Zeiten geringer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zur Sicherstellung der Versorgungsaufgabe wieder abgerufen. Diese Art der Langzeitspeicherung die nur mit chemischen Energieträgern Wasserstoff und synthetischem Erdgas (SNG¹) sinnvoll dargestellt werden kann, ist stark abhängig vom Ausbaugrad der erneuerbaren Energien. Die Langzeitspeicher erfahren daher nur wenige Ladezyklen pro Jahr und können alleine durch ihren damit geringen jährlichen Energiedurchsatz derzeit nicht wirtschaftlich betrieben werden. Bei sehr hohen CO₂-Emissionsminderungen einhergehend mit hohen Anteilen erneuerbarer Stromerzeugung insbesondere durch Wind und Photovoltaik wird diese Art der Speicherung notwendig für den stabilen Betrieb der Stromversorgung, da ohne ein versorgungssicherer Betrieb der Stromversorgung nicht mehr gewährleistet werden kann [VDE, 2012]. Die Bereitstellung von Strom in Zeiten nicht bedarfsdeckender Erzeugung (Windflauten über

¹ SNG: Substitute Natural Gas oder auch Synthetic Natural Gas

mehrere Wochen) kann bei dieser Stromversorgung nur noch aus CO₂ frei gespeichertem Strom bewerkstelligt werden. Die Frage der Wirtschaftlichkeit stellt sich daher nicht, da in einem solchen Fall keine Versorgungsalternative besteht. Demzufolge sind Speicherkosten als Teil der Systemkosten zu behandeln. Die Langzeitspeicherung ist grundsätzlich mit sehr hohen Systemkosten und niedrigen Einsatzdauern verbunden. Hieraus resultieren sehr hohe energiespezifische Speicherkosten.

Inselnetzspeicher

Energiespeicher können in Inselnetzen verschiedene Funktionen übernehmen. In Abhängigkeit von der Erzeugerstruktur im Inselnetz ergibt sich ein Bedarf an Netzdienstleistungen, aber auch an Kurz- und Langzeitausgleich von fluktuierenden erneuerbaren Energien. Letztere sind insbesondere für nicht netzgekoppelte Einzelverbraucher, die nur über eine erneuerbare Erzeugung verfügen (z.B. Stromversorgung von Telekommunikationssendemasten oder Einzelgebäuden), ein wesentlicher Punkt. In Inselnetzen mit Dieselgeneratoren ist z.B. eine Erzeugungsglättung des Generators durch Kombination mit einem Speicher möglich, wodurch der Generator weitgehend im optimalen Wirkungsgradbereich betrieben werden kann. Häufige Laständerungen, welche sich ansonsten negativ auf die Lebensdauer, den Kraftstoffverbrauch und die Emissionen des Dieselgenerators auswirken, werden so vermieden.

Synopse von Energieszenarien mit Speichereinsatz

In aktuellen Energieszenarien wird generell davon ausgegangen, dass der zukünftige Speicherbedarf deutlich über die aktuell vorhandenen Kapazitäten hinausgeht. Unsicher ist aber noch in welchem Umfang. Diese Frage ist Gegenstand aktueller Forschungsarbeiten.

Eine durchgeführte Analyse aktueller Energieszenarien für die EU, Deutschland und NRW zeigt dabei die Bandbreite in Bezug auf die benötigten Speicherleistungen und -kapazitäten, aber auch in Bezug auf die zur Verfügung stehenden bzw. eingesetzten Speichertechniken auf. Zu den zentralen Einflussfaktoren und Rahmenannahmen welche Art und Umfang des Speichereinsatzes bestimmen, zählen insbesondere der Anteil erneuerbarer Energien, die Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerksparks, die Definition von Emissionsgrenzwerten sowie die Zulässigkeit von Stromimporten.

Untersuchungsraum International und EU

Aktuelle, weltweite Energieszenarien der internationalen Energieagentur (OECD-Staaten) werden in den beiden Studien „World Energy Outlook“ (WEO) und „Energy Technology Perspectives“ (ETP) regelmäßig veröffentlicht. Die Szenarien sind weltweit akzeptiert und gelten als Richtschnur für viele nationale Energieszenarien. Die letztgenannte Szenario-Studie hat einen Zeithorizont bis 2050 und fokussiert sowohl auf den Einsatz etablierter als auch neuer Energietechniken und deren zukünftige Einsatzpotenziale. In der Studie aus dem Jahr 2012 werden Energiespeicher explizit in den Szenarien betrachtet und als wichtiger strategischer und notwendiger Bestandteil einer zukünftigen erneuerbaren und effizienten Stromversorgung beschrieben. Kritisch wird erwähnt, dass Energiespeicher im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen nur wenige Vorteile bei insgesamt hohen Kosten aufweisen und damit die zukünftige Rolle im Energiesystem nicht eindeutig klar ist. Das Konzept Power-to-Hydrogen/-Gas wird in der Studie als Option diskutiert aber dessen Einsatz nicht quantifiziert, da der Speichereinsatz immer eine regionale Betrachtung erfordert, die im Rahmen weltweiter Szenarien nicht geleistet werden kann. Der ETP-Bericht zitiert an dieser Stelle für Deutschland die „BMU Leitstudie 2010“ [Nitsch et al., 2010] mit einem Bedarf an Speicherkapazität für Deutschland im Szenario mit 85 % erneuerbarer Stromerzeugung von 20 bis 40 TWh_{el}. Für das Jahr 2075 wird davon ausgegangen, dass eine Langzeitspeicherung systemrelevant wird und somit als Technik gesetzt ist. Eine nähere Quantifizierung des Langzeitspeicherbedarfs wird nicht durchgeführt. [IEA, 2012]

Das europäische Projekt „stoRE“ zielt auf den Einsatz von Stromspeichern mit Blick auf die Integration von erneuerbarem Strom in Europa ab. Zur Quantifizierung des Speicherbedarfs werden im Projekt Abschätzungen zur notwendigen Energiespeicher-Infrastruktur gemacht [stoRE, 2014]. Das Projekt definiert zwei Szenarien für Europa mit einem Anteil von 36% erneuerbarer Stromerzeugung als „Business as Usual (BAU)“-Szenario (bezogen auf EU) und im „GRÜN“-Szenario einen 60%-tigen Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung. Die Szenarien schließen die Kapazitätsentwicklung der erneuerbaren als auch fossilen Stromerzeugung

inklusive altersbedingter Kapazitätsstilllegungen ein und berücksichtigen einen Austausch und Handel von Strom über Ländergrenzen hinweg. Die berechnete Residuallast in den Szenarien im Vergleich zum thermischen Kraftwerkspark zeigt eine Lücke von 60 GW in Westeuropa im Bau-Szenario für 2030 und etwa 100 GW im GRÜN-Szenario für 2050, die entweder von neuen flexiblen thermischen Kraftwerken oder Energiespeichern gedeckt werden muss. In der Studie wird die Bereitstellung der nicht abgedeckten Residuallast durch Energiespeicherung wegen der niedrigeren CO₂-Emissionen gegenüber fossilen Kraftwerken als vorteilhaft betrachtet. Eine volkswirtschaftliche Rechnung und ein Vergleich der Optionen hierzu werden jedoch nicht durchgeführt. Die Szenarien betrachten die Speicherung von Strom mittels Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken und Druckluftspeichern. [Zach et al., 2012]

Untersuchungsraum Deutschland

Im deutschen Stromversorgungssystem werden Energiespeicher in Zukunft eine immer wichtigere Rolle spielen. Wie viel Speicherleistung und -kapazität erforderlich sein werden, wurde in mehreren Studien auf der Basis von Szenarioanalysen untersucht. Eine Übersicht über die Ergebnisse und über wichtige Randbedingungen, die diesen Ergebnissen zugrunde liegen, wird für folgende Studien aus den Jahren 2010 bis 2012 durchgeführt:

1. VDE-Studie „Energiespeicher für die Energiewende“ [VDE, 2012],
2. TUM-Studie „Speicherbedarf im Stromnetz“ [Kuhn, 2011],
3. UBA-Studie „Energieziel 2050“ [UBA, 2010].

Die ersten beiden Studien befassen sich explizit mit dem zukünftigen Speicherbedarf im Stromnetz. Die dritte Studie hat einen Umbau der Stromerzeugung zu 100 % Erneuerbaren zum Thema und enthält in diesem Zusammenhang ebenfalls detaillierte Projektionen zum zukünftigen Speicherbedarf.

Analysierte Szenarien und grundlegende Annahmen in den Studien

Die VDE-Studie umfasst drei Szenarien, die sich hinsichtlich des Anteils erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung unterscheiden. Es gibt ein 40 %-, ein 80 %- und ein 100 %-Szenario. Weiterhin unterscheidet die Studie fünf verschiedene Speicherzubau-Varianten (A bis E). Der Übersicht liegt die Variante D, die von einem Vollzubau sowohl von Kurzzeit- als auch von Langzeitspeichern ausgeht, zugrunde. Das 40 %-Szenario basiert auf den Ausbauzielen des Nationalen Aktionsplans für erneuerbare Energien zum Erreichen der europäischen Klimaschutzziele 2020. Das 80 %-Szenario stützt sich auf das Szenario 2010A der „Langfristszenarien 2010“ des Bundesumweltministeriums (BMU). Das 100 %-Szenario wird vereinfacht aus dem 80 %-Szenario generiert. Hierbei wird bei konstantem Strombedarf die EE-Erzeugung auf 100 % hochskaliert. Anhand einer Analyse von Jahresganglinien der Residuallast im Stundenraster wird der maximal erforderliche Zubau von Speicherleistung ermittelt. Mit einem mathematischen Optimierungsmodell wird anschließend der kostenminimale

Speicher- und Kraftwerkseinsatz für die Residuallast jeder Stunde des zugrunde gelegten Jahres bestimmt. Weder Stromimport/-export noch das Erbringen von Systemdienstleistungen wie beispielsweise Regelleistung werden bei der Modellierung berücksichtigt. Als Referenzjahr für die meteorologischen Gegebenheiten zur Bestimmung der EE-Stromeinspeisung dient das Jahr 2007. Die in der Studie zum Einsatz kommenden Speichertechniken werden in Kurzzeit- und Langzeitspeicher unterteilt. Hierbei werden Kurzzeitspeicher als Speicher mit geringem Speichervolumen und hohem Zykluswirkungsgrad ($\geq 75\%$) definiert. Dazu gehören beispielsweise Pumpspeicher, Druckluftspeicher und Batterien. Speicher mit großem Speichervolumen, aber bislang geringem Zykluswirkungsgrad ($\leq 40\%$) sind per Definition Langzeitspeicher. Dazu gehören die chemische Speicherung in Form von Wasserstoff oder SNG (Power-to-Gas).

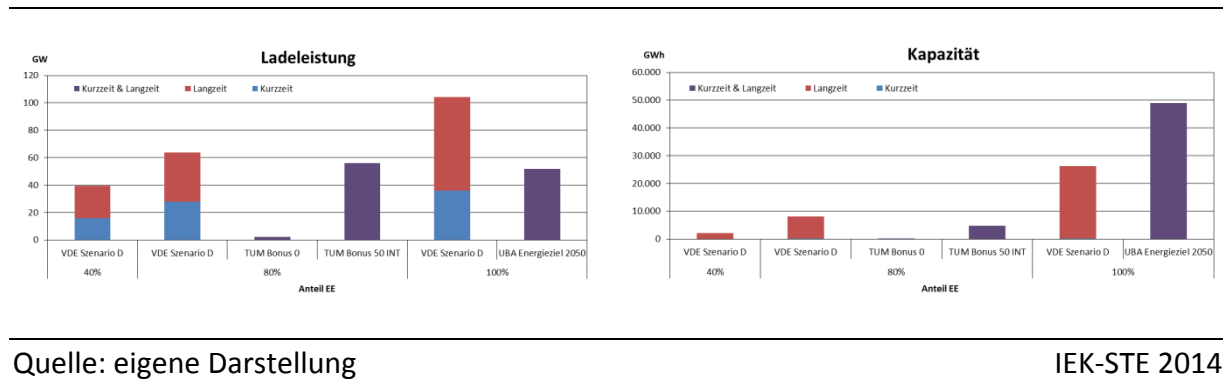
In der TUM-Studie werden Szenarien für einen Speicherausbau bis zum Jahr 2050 entwickelt. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung wird entsprechend den Zielen der Bundesregierung auf 80 % festgelegt. Die im Modell abgebildeten Speichertechniken umfassen Pumpspeicher, diabate und diabate Druckluftspeicher sowie Wasserstoffspeichersysteme. Ausgehend vom existierenden Kraftwerkspark und den bestehenden Pumpspeicherkraftwerken wird mithilfe eines Optimierungsmodells der volkswirtschaftlich optimale Kraftwerks- und Speicherzubau bestimmt. Dabei wird der Kraftwerkszubau über den gesamten Betrachtungszeitraum optimiert und das wirtschaftliche Speicherpotenzial jährlich anhand der annuitätischen Investitionskosten ermittelt. Der Bilanzraum des Modells umfasst die Integration erneuerbarer Energien und die Substitution konventioneller Kraftwerksleistung sowie als wirtschaftlichen Beitrag der Speicher Erlöse durch Teilnahme am Stromhandel. Im Szenario „TUM Bonus 0“ müssen die Investitionskosten vollständig durch diese Erlösmöglichkeiten erbracht werden. Im Szenario „TUM Bonus 50 INT“ muss nur die Hälfte der Investitionskosten durch die Erlösmöglichkeiten erbracht werden, jedoch gilt zusätzlich die Randbedingung, dass die komplette EE-Stromerzeugung vollständig genutzt wird. Wie in der VDE-Studie werden bei der Modellierung weder Stromimport/-export noch Erlösmöglichkeiten durch Systemdienstleistungen berücksichtigt.

Die UBA-Studie geht von einer vollständigen Deckung des Strombedarfs durch erneuerbare Energien im Jahr 2050 aus. Die Ermittlung des dafür erforderlichen Speicherbedarfs erfolgt auf Basis einer Analyse des Szenarios „Regionenverbund“. Darin werden die Einspeisung erneuerbarer Energien, die daraus resultierende Residuallast und der Einsatz von Speichern, Importen und Reservekraftwerken simuliert. Die abgebildeten Speichertechniken umfassen Pumpspeicher und Wasserstoff- oder Methanspeichersysteme. Die Simulation von Einspeisung und Last erfolgt auf Basis der Wetter- und Lastcharakteristik der Jahre 2006 bis 2009. Die zeitliche Auflösung beträgt eine Stunde. Im Modell wird nach der Bestimmung der Residuallast zunächst der Einsatz von Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und Kühllhäusern mit Lastmanagement ermittelt. Anschließend erfolgt die Einsatzoptimierung von Speichern, Biogas-Gasturbinen und des Stromimportes. Die Ziele der Optimierung sind die möglichst vollständige Nutzung der EE-Stromerzeugung und die möglichst effiziente Deckung der Gesamtlast.

Zentrale Ergebnisse der Studien

In **Fig. 1** sind zum einen die benötigte Ladeleistung der Speichersysteme, zum anderen die erforderliche Speicherkapazität aus den drei oben genannten Studien grafisch dargestellt. In der VDE-Studie werden die Ergebnisse für alle drei Szenarien in Kurz- und Langzeitspeicher unterteilt, in den Szenarien der TUM und des UBA findet keine Differenzierung im Hinblick auf die Speicherdauer statt.

Fig. 1: Zubau von Ladeleistung und Kapazität der benötigten Speicher in den verschiedenen Szenarien



Quelle: eigene Darstellung

IEK-STE 2014

Für den Zubau von Ladeleistung ergibt sich in den Studien ein uneinheitliches Bild. Bei einem EE-Anteil von 80 % bewegen sich die Ergebnisse zwischen einem sehr geringen Zubau von 2,2 GW im Szenario „Bonus 0“ der TUM- und 63,7 GW (entspricht mehr als drei Viertel der aktuellen Jahreshöchstlast) in der VDE-Studie. Bei einem EE-Anteil von 100 % erwartet die VDE-Studie mit 104,3 GW einen mehr als doppelt so hohen Zubau wie das UBA (51,9 GW). Allerdings geht die UBA-Studie von einer deutlich niedrigeren maximalen Residuallast von 57,3 GW aus. Die angenommene Jahreshöchstlast in den VDE-Szenarien liegt bei etwa 80 GW.

Die Ergebnisse der TUM-Studie zeigen, dass die zur Verfügung stehenden Erlösmöglichkeiten einen starken Einfluss auf den erwarteten Zubau haben. Das Szenario „Bonus 0“, in dem die Investitionskosten vollständig durch die Erlösmöglichkeiten Stromhandel, Integration erneuerbarer Energien und Substitution konventioneller Kraftwerksleistung erbracht werden müssen, erwartet nur einen sehr geringen Zubau von Speicherleistung und -kapazität. Müssen die Investitionskosten nicht vollständig, sondern nur zur Hälfte durch die drei oben genannten Erlösmöglichkeiten erbracht werden, steigt der wirtschaftliche Zubau auf das 25-fache im Vergleich zur vollständigen Erwirtschaftung der Investitionskosten.

In Bezug auf die benötigte Speicherleistung und -kapazität weisen die VDE- und TUM-Studie bei 80 % EE-Anteil Bedarfswerte von bis zu ca. 60 GW bei der Leistung und bis zu 9,6 TWh bei der Kapazität aus. Dies entspricht annähernd einer Verzehnfachung der momentan in Deutschland vorhandenen Speicherleistung (ca. 6,4 GW) bzw. einer Verzweihundertfachung

der vorhandenen Kapazität (ca. 0,05 TWh). Lediglich das Szenario „Bonus 0“ der TUM-Studie erwartet einen sehr geringen Zuwachs.

Steigt der Anteil der erneuerbaren Energien auf 100 %, erhöht sich die benötigte Speicherkapazität im Vergleich zu den 80 %-Szenarien auf Werte zwischen ca. 26 TWh (VDE) und 49 TWh (UBA) nochmals drastisch. Auffällig ist hierbei, dass in der UBA-Studie ein nahezu doppelt so hoher Zuwachs wie in der VDE-Studie erwartet wird, obwohl sie mit 401 TWh/a einen relativ niedrigen Bruttostromverbrauch annimmt, gegenüber 565 TWh/a im 100 %-Szenario des VDE. Betrachtet man die VDE-Studie, die zwischen Kurz- und Langzeitspeichern unterscheidet, fällt außerdem auf, dass die Speicherkapazität fast ausschließlich (ca. 99,3 %) für die Langzeitspeicherung genutzt wird.

Insgesamt lässt sich anhand der analysierten Szenarien feststellen, dass bis zu einem EE-Anteil von 80 % die erforderliche Flexibilität der Stromerzeugung zum Großteil noch durch den verbliebenen konventionellen Kraftwerkspark bereitgestellt werden kann. Langzeitspeicherkapazität wird sogar nur in relativ geringem Umfang benötigt.

Bei 100 % EE-Anteil wird vor allem Langzeitspeicherkapazität benötigt, um längere Zeiträume mit geringem EE-Dargebot zu überbrücken. Alternativen zur Langzeitspeicherung bestehen nur durch Import, Demand Side Management oder einen sehr hohen Ausbau der EE-Erzeugungskapazität. Insbesondere wenn Überschüsse aus der Erzeugung erneuerbarer Energien vollständig genutzt werden sollen, ist ein umfangreicher Ausbau der Speichermöglichkeiten unumgänglich.

Zusätzlich zu den drei oben angeführten Veröffentlichungen existieren weitere Studien, deren zentrales Thema zwar nicht die Bestimmung des zukünftigen Speicherbedarfs ist, die aber dennoch Aussagen dazu enthalten.

Tab. 1 enthält eine Übersicht einige dieser Studien. Darin enthalten sind die WWF-Studie „Modell Deutschland - Klimaschutz bis 2050“ [WWF, 2009], die beiden Leitstudien des Bundesumweltministeriums aus den Jahren 2010 und 2011 [BMU, 2010, BMU, 2012], die Studie „Wege zu 100 % Erneuerbaren Stromversorgung“ des Sachverständigenrats für Umweltfragen [SRU, 2011] sowie die Studie „Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen“ im Auftrag des BDEW [CONSENTEC & IAEW, 2011].

Die beiden Leitstudien des BMU unterscheiden sich bezüglich ihrer Randbedingungen insofern von den anderen Studien, als dass der mit erneuerbarer Energie erzeugte Wasserstoff nicht zwangsläufig wieder für die Stromerzeugung eingesetzt wird, sondern sektorübergreifend genutzt werden kann.

Tab. 1: Weitere Studien mit Aussagen zum zukünftigen Speicherbedarf

Study	Szenario-Annahmen	Speichersysteme	Entladeleistung	Entnehmbare Speicherenergie	Anmerkungen
WWF, Modell Deutschland Klimaschutz bis 2050	2050: 97% EE-Anteil Netto-Stromerzeugung; Szenario „Innovation“ ohne CCS	PSW und weitere	20,4 GW _{el}	54,7 TWh _{el} /a	EE-Strom-Import (2050 ca. 48 TWh); gesicherte Leistung und Regelleistung durch Erdgas-Kraftwerke in Kombination mit Speichern
BMU, Leitstudie 2011	2050: 85% EE-Anteil Netto-Stromerzeugung; 80% Reduktion GHG-Emissionen; Szenario 2011 A	P2G H ₂	3,3 GW _{el}	7 TWh _{el} /a	EE-Strom-Import (2050 ca. 62 TWh); EE-Strom H ₂ -Erzeugung (ca. 170 TWh/a) für H ₂ -Nutzung: ca. 80% im Verkehr, 17% in KWK-Anwendungen und ca. 3% Gasturbinen-Spitzenlast
		PSW/AA-CAES	9,0 GW _{el}	6 TWh _{el} /a ¹⁾	
BMU, Leitstudie 2010	2050: 100% EE-Anteil Netto-Stromerzeugung; Szenario B 100-S/H ₂	P2G H ₂	ca. 40 GW _{el}	76 TWh _{el} /a ³⁾	EE-Strom-Import (2050 ca. 196 TWh); EE-Strom H ₂ -Erzeugung (ca. 330 TWh/a); H ₂ -Nutzung im Verkehr, in KWK-Anwendungen und Gasturbinen-Spitzenlast
		PH/AA-CAES	10,8 GW _{el} ²⁾	-	
SRU, Wege zu 100% erneuerbaren Stromversorgung	2050: 100% EE-Anteil Netto-Stromerzeugung; Szenario 1.a	PSH	8 GW _{el} ⁴⁾	1 TWh _{el} /a ⁵⁾	Kein EE-Strom-Import; 100% autarke Versorgung; EE-Abregelung ca. 53 TWh/a
		CAES	32 GW _{el}	34 TWh _{el} /a	
ISE, Energiesystem Deutschland 2050	2050: 100% EE-Anteil Netto-Stromerzeugung; 80% Reduktion GHG-Emissionen; Szenario Referenzsystem	P2G H ₂	0 GW _{el}	0 TWh _{el} /a	Kein EE-Strom-Import; 100% autarke Versorgung; EE-Abregelung ca. 53 TWh/a
		Summe	40 GW _{el}	35 TWh _{el} /a ⁵⁾	
ISE, Energiesystem Deutschland 2050	2050: 100% EE-Anteil Netto-Stromerzeugung; 80% Reduktion GHG-Emissionen; Szenario Referenzsystem	PSW	20 GW _{el} ⁶⁾	7 TWh _{el} /a	Kein EE-Strom-Import; EE-Strom H ₂ -Erzeugung (ca. 103 TWh/a); H ₂ -Nutzung: 100% im Verkehr
		Batterien	ca. 10 GW _{el}	4 TWh _{el} /a	
ISE, Energiesystem Deutschland 2050	2050: 100% EE-Anteil Netto-Stromerzeugung; 80% Reduktion GHG-Emissionen; Szenario Referenzsystem	P2G	0 GW _{el}	0 TWh _{el} /a	Kein EE-Strom-Import; EE-Strom H ₂ -Erzeugung (ca. 103 TWh/a); H ₂ -Nutzung: 100% im Verkehr
		Summe	ca. 30 GW _{el}	11 TWh _{el} /a	
BDEW, Bewertung der Flexibilität von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen	2030: 50% EE-Anteil Netto-Stromerzeugung, 15% Reduktion des Brutto-Stromverbrauchs; Szenario Basisszenario 2030	PSH	9,7 GW _{el}		Kein EE-Strom-Import mit Ausnahme Pumpspeicher in Österreich/ Norwegen; 100% autarke Versorgung
		CAES	7,3 GW _{el}		
		EV	5,5 GW _{el} ⁷⁾		
		P2G	25 GW _{el} ⁸⁾	3,2 TWh _{el} /a ⁸⁾	
	Summe		47,5 GW _{el}		

1) eigene Rechnung basierend auf Pumpstromverbrauch von 8 TWh/a; 2) Daten für "Basisszenario A", 50% reserviert für Regelleistung; 3) KWK und Spitzenlastenergieerzeugung in H₂-Gasturbinen 4) 7 GW für Regelleistung reserviert; 5) ohne Regelleistungserzeugung; 6) vordefiniert; 7) nur Batteriekapazität die nicht zum Fahren benötigt wird 8) Fehlende Flexibilität im Vergleich zur gesicherten Flexibilität von 31 GW_{el}/16 TWh_{el}/a => Reduktion des Bruttostromverbrauchs notwendig

Abkürzungen: P2G – Power to Gas; PSW – Pumpspeicherwerke; CAES – Compress Air Energy Storage (diabate Druckluftspeicher); AA-CAES – Advanced Adiabatic Compress Air Energy Storage (adiabate Druckluftspeicher); EV- Electric Vehicle (batterieelektrische Fahrzeuge); CCS - (Carbon Capture and Storage)

IEK-STE 2014

In den meisten der aufgelisteten Studien fehlen Angaben zur Ladeleistung und zur Kapazität der Speicher. Stattdessen finden sich Ergebnisse zur Entladeleistung und zur Netto-Stromerzeugung durch die Speicher.

Die Ergebnisse zur Entladeleistung bewegen sich im Bereich von 12,3 bis 50,8 GW. Die Entladeleistung ist dabei in den 100 %-Szenarien mit 37 bis 50 GW deutlich größer als in den Szenarien mit geringerem EE-Anteil (12,3 bis 20,4 GW). Die Ergebnisse zur Nettostromerzeugung liegen im Bereich zwischen 13 und 76 TWh/a.

Diese Studien liefern also ebenfalls uneinheitliche Ergebnisse, stimmen aber dahingehend überein, dass der Speicherbedarf deutlich ansteigt, wenn die Stromerzeugung zu 100 % aus erneuerbaren Energiequellen stammen soll.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass in den analysierten Studien technikspezifische Parameter, die Zulässigkeit von Technologieoptionen bzw. die Technologieverfügbarkeit und Kosten von Speichertechniken in unterschiedlichem Umfang berücksichtigt werden. Weitere Dimensionen wie Nachhaltigkeit und soziale Aspekte werden in der Regel nicht berücksichtigt (Verweis auf entsprechende Kapitel).

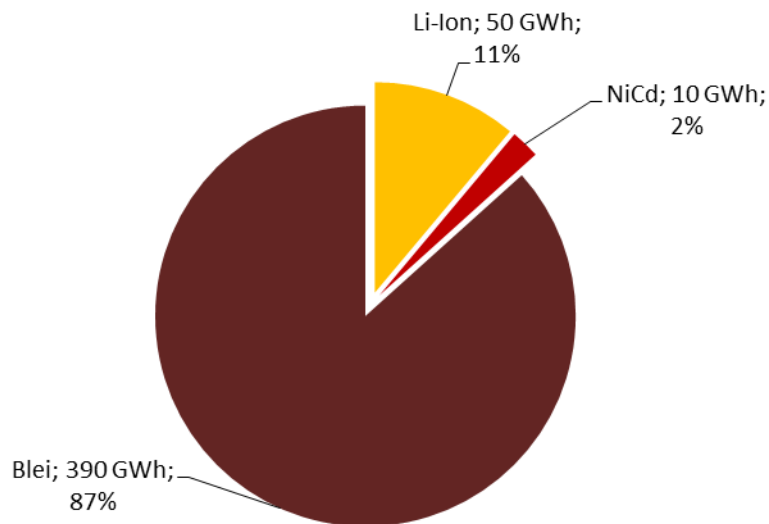
Untersuchungsraum NRW

Für NRW werden derzeit Szenarien für den Klimaschutzplan erarbeitet. Zurzeit liegen jedoch keine Szenarien vor, die aus NRW-Sicht den Speichereinsatz quantifizieren. Dies gilt sowohl für den Einsatz von Kurz- als auch Langzeitspeichern. Hinzuweisen ist in diesem Zusammenhang auf eine aktuelle Forschungsinitiative des Landes NRW. Im Rahmen eines großen Verbundprojekts bzw. eines Virtuellen Instituts sollen Speicheraspekte und mögliche Flexibilitätsoptionen analysiert werden, wobei ein besonderer Fokus auf NRW gelegt wird.

Marktanalyse elektrochemische Stromspeicher

Für 2013 wird ein weltweiter Absatz von ca. 450 GWh Batteriekapazität erwartet (siehe **Abb. 7**). Die Blei-Säure-Batterie besitzt mit ca. 87 % den höchsten Marktanteil vor Li-Ionen-Batterien mit 11 % Marktanteil und NiCd mit knapp 2 % Marktanteil.

Abb. 7: Prognose für das Jahr 2013 zur Aufteilung des Weltmarktes für wiederaufladbare Batterien nach Technologien



Quelle: [Riegel, 2012]

IEK-STE 2014

Blei-Säure-Batterien werden überwiegend als Starterbatterien im mobilen Bereich, als Traktionsbatterien von Spezialfahrzeugen und im stationären Bereich eingesetzt und sind der derzeit bezogen auf die Gesamtspeicherkapazität überwiegend eingesetzte Batterietyp. Lithium-Ionen-Batterien dominieren den Markt im portablen Bereich. Zunehmend findet auch ein Einsatz in netzintegrierten stationären Anwendungen und im mobilen Bereich statt. NiCd-Batterien werden überwiegend im portablen Bereich (z.B. elektrische Werkzeuge) und als Standardzellen von elektrischen Kleingeräten eingesetzt. Zum Anteil anderer Batterietypen liegen keine Angaben vor. Mit der Ausnahme von NiMH-Batterien, welche im Bereich Hybridfahrzeuge einen nennenswerten Marktanteil aufweisen, ist der Anteil der sonstigen Batterietypen bezogen auf die Gesamtspeicherkapazität aktuell noch vernachlässigbar.

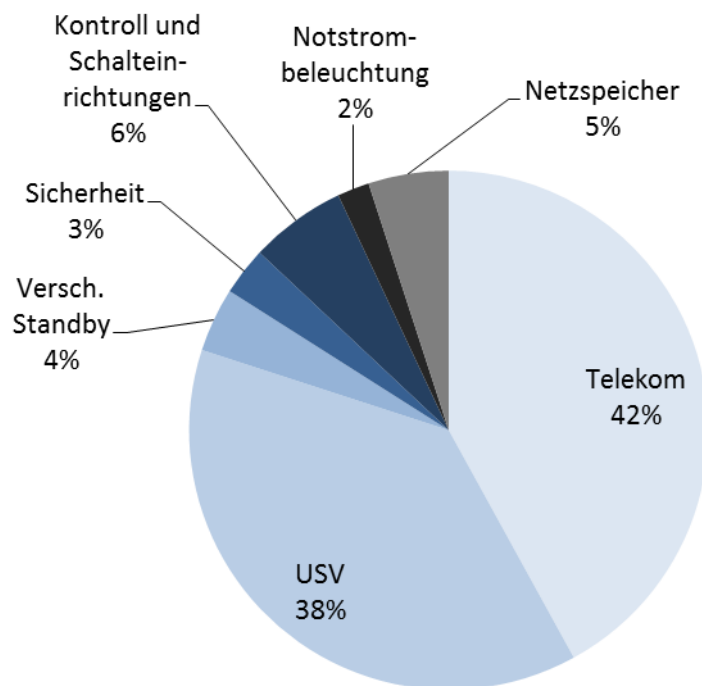
Lithium-Ionen-Standardzellen für portable Anwendungen („3C-market – camcorder, cellular phone, portable computer“) werden bereits seit mehreren Jahren in industrieller Massenproduktion mit Stückzahlen von mehreren Milliarden Einheiten pro Jahr produziert [Pillot, 2009]. Die Stückzahlen von Bleibatterien sind aufgrund der größeren Zellen mit höheren

Speicherkapazitäten² etwas geringer. Sowohl für den mobilen als auch für den stationären Bereich liegen die Stückzahlen der Bleibatterien im Bereich von mehreren Millionen Einheiten pro Jahr. NiCd- und NiMH-Standardzellen werden ebenfalls in industrieller Massenproduktion gefertigt [Pillot, 2009].

Die Fertigung von Lithium-Ionen-Batterien für mobile und stationäre Anwendungen befindet sich aufgrund der aktuell noch geringen Nachfrage nach derartigen Zelltypen noch nicht auf dem Niveau einer industriellen Massenproduktion. Entsprechende Produktionskapazitäten befinden sich aktuell im Aufbau.

Der Wert der weltweiten Produktion von Industriebatterien belief sich im Jahr 2011 auf ca. 9,1 Mrd. US-\$ [Riegel, 2012] von denen zwei Drittel auf stationäre Anwendungen entfielen (5,9 Mrd. US-\$). In den letzten sechs Jahren hat sich die Batterieproduktion bezogen auf den Geldwert mehr als verdoppelt. Die Aufteilung des weltweiten Marktes für stationäre Batteriespeicher wird aus **Abb. 8** ersichtlich.

Abb. 8: Globaler Markt für stationäre Batteriespeicher nach Marktsegmenten 2011 (Prozentwerte bezogen auf den Gesamtumsatz von ca. 5,9 Mrd. US-\$)



Quelle: [Riegel, 2012]

IEK-STE 2014

Der globale Markt für stationäre Batteriespeicher wird zurzeit stark durch die Bereiche Mobilfunksendemaste (Netzersatzanlage und/ oder unterbrechungsfreie Stromversorgung USV)

² Blei-Starterbatterie ca. 0,7-1 kWh; 18650-Lithium-Ionen Standardzelle ca. 4-8 Wh

sowie USV-Anlagen für weitere elektrische Anlagen z.B. Rechenzentren dominiert. Das Einsatzgebiet als netzintegrierte Stromspeicher liegt bei einem Marktanteil von ca. 5 % bezogen auf den Umsatz. Im Bereich des Netzspeichers hat es in den vergangenen Jahren jedoch eine deutliche Ausweitung des Marktanteils - wenn auch auf niedrigem Gesamtniveau - gegeben. Der aktuelle Markt für stationäre Anwendungen beschränkt sich weitgehend auf Bereiche, in denen keine konkurrenzfähigen Alternativen zu Batterien bestehen, wie z.B. im Bereich USV oder der Versorgung von Einzelverbrauchern in Gebieten ohne Netzanschluss bzw. ohne stabiles Netz.

Die Wachstumsmärkte im stationären Bereich liegen unabhängig vom Batterietyp in den Bereichen Telekommunikation, USV und netzintegrierte Speicher im Zusammenhang mit dem Ausbau erneuerbarer Energien. Der Markt für stationäre Batteriespeicher wächst weltweit. Zu den stärksten Wachstumsregionen gehören neben Asien (Schwerpunkte sind Indien, Vietnam und China) auch Nord- und Südamerika sowie Europa [Riegel, 2012]. Während in den Entwicklungs- und Schwellenländern das Marktwachstum durch die Versorgung von Mobilfunkmasten in Regionen ohne stabile Stromversorgung getrieben wird, basiert das Wachstum in den Industrieländern in erster Linie auf einer steigenden Nachfrage nach USV-Anlagen zur Versorgung von Rechenzentren und kritischen (IT-)Infrastrukturen.

Im stationären Bereich werden aktuell in einer Vielzahl von Anwendungen Blei-Batterien verwendet. Diese eignen sich insbesondere für den USV-Bereich mit sehr geringen Einsatzzeiten und Energiedurchsätzen. In diesem Segment werden aufgrund des Kostenvorteils gegenüber anderen Batterietypen fast ausschließlich Blei-Batterien eingesetzt. Der Markteintritt von Lithium-Ionen-Batterien in die Bereiche USV und Telekom ist momentan noch sehr zögerlich.

Netzintegrierte Speicher können z.B. zur Erbringung von Netzdienstleistungen, im Bereich Energiehandel, zur Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs, in Smart-Grid-Projekten und im Einspeisemanagement bzw. zur Netzintegration fluktuierender erneuerbarer Energien eingesetzt werden. In Deutschland ist in den letzten Jahren eine große Dynamik an Forschungs- und Pilotprojekten zu netzintegrierten Batteriespeichern zu beobachten. Die aktuell noch hohen Kosten sind allerdings weiterhin ein Haupthemmnis für einen verstärkten Einsatz von Batteriespeichern in diesem Bereich. Eine Übersicht zu realisierten und geplanten Batteriespeicherprojekten in Deutschland liefert [Stenzel et al., 2013].

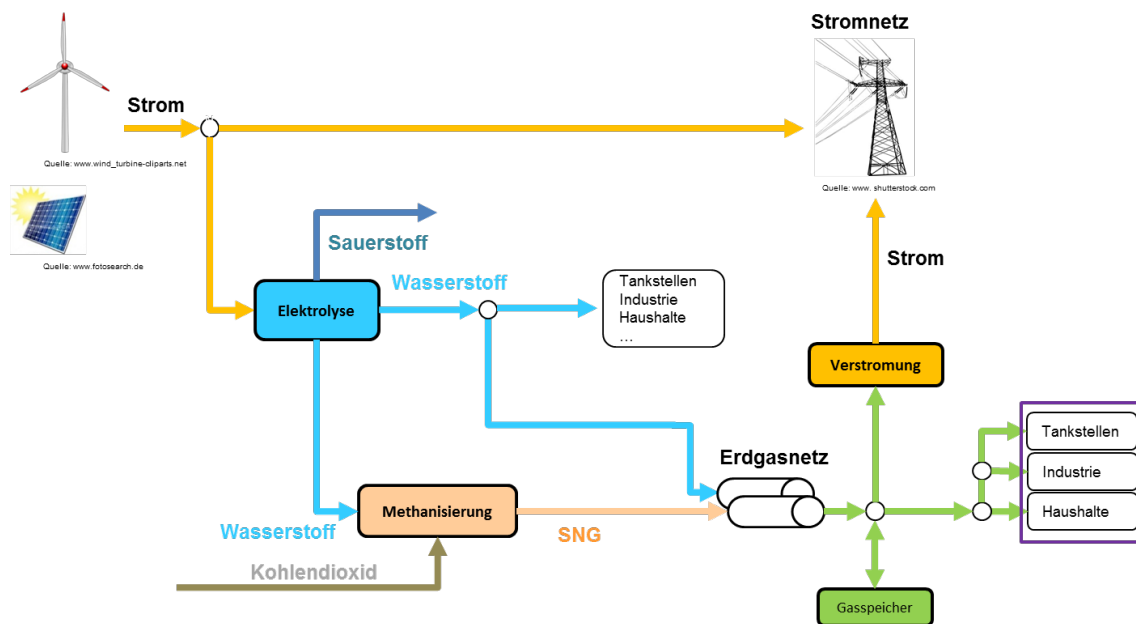
Power-to-Gas

Power-to-Gas (P2G) ist ein Konzept zur Speicherung von elektrischer Energie mit dem Ziel einer zeitlichen und regionalen Entkopplung von Erzeugung und Last. Heutige Speicherkonzepte wie Pump- und Druckluftspeicherkraftwerke, Schwungradspeicher oder Batterien bieten zwar die Möglichkeit elektrische Energie in Form von potenzieller, kinetischer oder elektro-chemischer Energie zu speichern, ihre Speicherkapazität ist jedoch gering. Die Wiedereinspeisung der gespeicherten Energie erfolgt zudem am Ort der Einspeicherung. Für den Ausgleich lange andauernder Perioden geringer Sonneneinstrahlung oder geringer Windgeschwindigkeiten, werden bei weiterhin zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Energien Speicher benötigt, die Strom saisonübergreifend speichern können.

Power-to-Gas³ stellt einen derartigen potenziellen Saisonspeicher dar. Das Konzept „Power-to-Gas“ (siehe **Abb. 9**) wird in diesem Bericht folgendermaßen definiert: In Situationen, in denen die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien die Last übersteigt, kann dieser Überschussstrom mittels Elektrolyse zur elektrochemischen Spaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff verwendet werden. Durch dieses Verfahren wird die elektrische Energie des Stroms in Form von chemischer Energie des Wasserstoffs gespeichert. Dieser kann entweder zur Deckung des Bedarfs an Wasserstoff für verschiedenste Anwendungen (Industrie, Verkehr, Haushalte) direkt eingesetzt oder nach einer Speicherung zur Rückverstromung oder Wärmeerzeugung genutzt werden. Weiterhin ist unter Berücksichtigung der zulässigen Wasserstoffzumischtoleranzen eine Beimischung als Zusatzgas in die Gasinfrastruktur möglich. Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass den verschiedenen Anwendungsmöglichkeiten techno-ökonomische Grenzen gesetzt sind, die von der Ausgestaltung der jeweiligen Zukunftsbilder bzw. Szenarien abhängen. So sind die jeweiligen Versorgungsaufgaben nicht zwingend untereinander austauschbar. Geht man beispielsweise von einer zu 100% auf Erneuerbaren basierenden Stromerzeugung aus, ist eine saisonale Stromspeicherung zum Funktionieren der Stromversorgung notwendig. D.h. der hierfür benötigte Überschussstrom und die daraus produzierte Wasserstoffmenge stehen für andere Anwendungsmöglichkeiten nicht mehr zur Verfügung.

³ Bis heute hat sich keine einheitliche Bezeichnung des Prozesses und des auf diese Weise erzeugten Gases durchgesetzt. Gängige Bezeichnungen reichen neben dem in diesem Text verwendeten „Power-to-Gas“ ausgehend von „Windgas“, „P2G“ und „PtG“, über „Renewable Power Methane“ und „SNG“ bis hin zu „Speichergas“. Weiterhin besteht Uneinigkeit in der betrachteten Prozesskette: Manche Publikationen fassen die mögliche Rückverstromung des entstandenen Gases mit in den Begriff „Power-to-Gas“, andere klammern diese aus. In diesen Fällen wird häufig auch von „Gas-to-Power“ anstelle von Rückverstromung gesprochen.

Abb. 9: Schematische Darstellung des Power-to-Gas-Konzeptes



Quelle: eigene Darstellung

IEK-STE 2014

Die Gasinfrastruktur verfügt neben den Transport- und Verteilungsleitungen mit ihren Untergrundspeichern über Saisonspeicher mit hoher Speicherkapazität und kann zum Transport der gespeicherten Energie eingesetzt werden. Eine weitergehende Möglichkeit wird darin gesehen, den erzeugten Wasserstoff durch eine anschließende Methanisierung in Methan umzuwandeln, welches als Austauschgas in unbegrenzter Menge in die Erdgasinfrastruktur eingespeist werden darf. Dies gilt insbesondere für den Fall, falls die Wasserstoffzumischung die zulässigen Wasserstofftoleranzen überschreiten würde. Das in die Erdgasinfrastruktur eingespeiste Gas aus Überschussstrom ist derart für alle energetischen Anwendungen nutzbar, für die aus der Erdgasinfrastruktur entnommenes Gas eingesetzt werden kann. Weiterhin werden die in Deutschland befindlichen Gasspeicher mit hoher Speicherkapazität für die Strominfrastruktur zugänglich gemacht. Das Konzept stellt somit ein Bindeglied zwischen der Strom- und Gasinfrastruktur dar, welches eine konvergente Nutzung dieser heute getrennten Netze ermöglicht.

Energiewirtschaftliche Szenarien zur Anwendung von Power-to-Gas

Es existiert eine Vielzahl von Studien, die sich insbesondere mit technischen Fragestellungen zum Thema Power-to-Gas beschäftigen. Allerdings ist festzustellen, dass derzeit zum Thema Langzeitspeicherung mit Fokus auf P2G keine geschlossene Analyse existiert, die sowohl Aspekte der Stromversorgung (Versorgungsaufgaben, Netz, Überschussstrom) als auch der Gasversorgung (z.B. Gasinfrastruktur, Gasbeschaffenheit) adäquat in den Blick nimmt. Vielmehr existiert eine Vielzahl von Einzelergebnissen, aus denen sich kein konsistentes ener-

giewirtschaftliches Gesamtbild ableiten lässt. Eine umfassende und belastbare Bewertung von Power-to-Gas hinsichtlich ökologischer, technischer und wirtschaftlicher Aspekte ist daher kaum möglich. Dies gilt für eine Bewertung aus nationaler Sicht und insbesondere für eine Einordnung aus NRW-Perspektive. Es ist darauf hinzuweisen, dass derzeit eine Vielzahl von Forschungsprojekten durchgeführt wird, deren Ergebnisse aber noch nicht zur Verfügung stehen.

Die derzeit umfassendste Studie [Müller-Syring et al., 2013] zum Themenbereich Power-to-Gas wurde vom Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) in Auftrag gegeben und im Jahr 2013 veröffentlicht. Die Studie beschäftigt sich insbesondere mit den Anforderungen an die Infrastruktur und greift aus betriebswirtschaftlicher Sicht auch Fragen der Wirtschaftlichkeit auf. Die übergeordneten Zielsetzungen der Studie sind:

- Ermittlung des Standes der Technik hinsichtlich Elektrolyse- und Methanisierungsverfahren.
- Aufarbeitung des Wissens- und Erfahrungsstandes zur H₂-Toleranz der bestehenden Erdgasinfrastruktur sowie Anwendungstechniken und Möglichkeiten zur Erhöhung der Wasserstofftoleranz.
- Entwicklung von Power to Gas - Anlagenkonzepten unter Berücksichtigung standortspezifischer Gegebenheiten sowie unterschiedlicher Leistungsklassen.
- Wirtschaftliche Bewertung von unterschiedlichen Anlagenvarianten (Stand der Technik sowie Zukunftskonzepte), siehe Punkt „**Wirtschaftlichkeit**“.

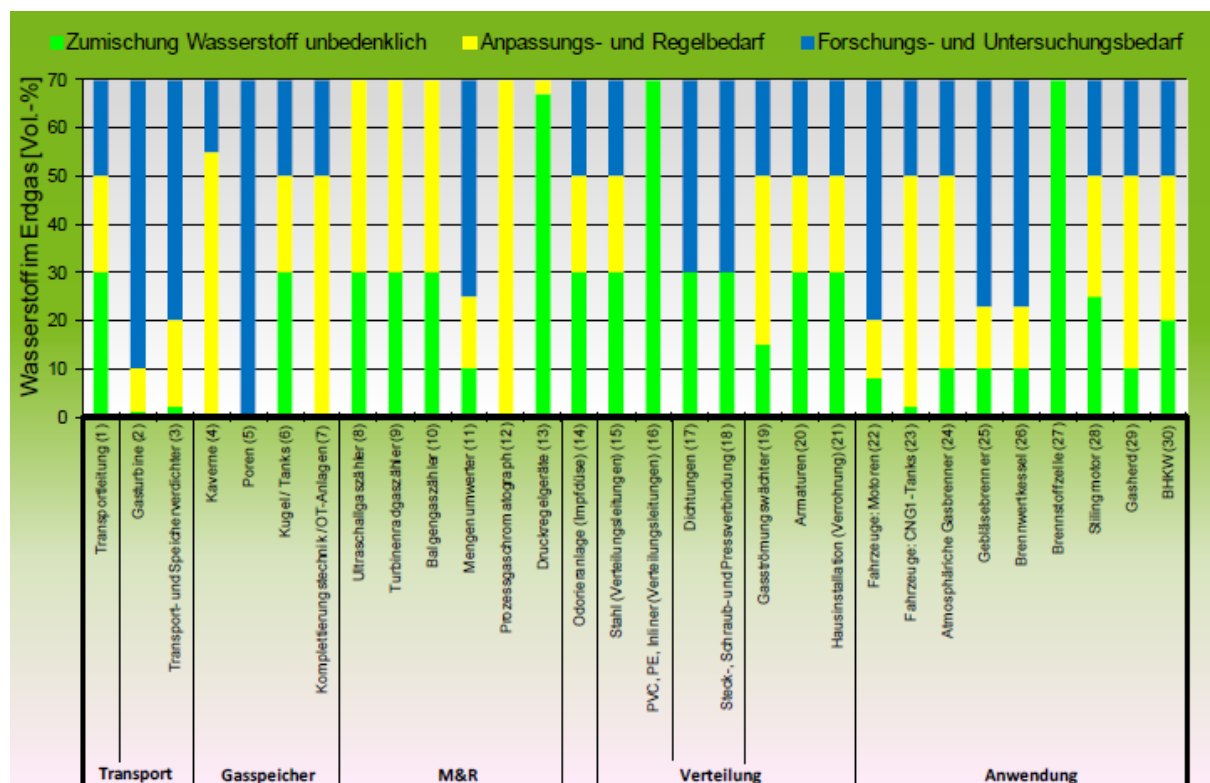
Im Nachfolgenden erfolgt eine Erläuterung der Ergebnisse zur H₂-Toleranz der bestehenden Erdgasinfrastruktur sowie im Hinblick auf Anwendungstechniken. Darüber hinaus wird auf standortspezifische Kriterien und die Auslastung von Elektrolyse- sowie Methanisierungsverfahren eingegangen. Abschließend erfolgt eine Ausführung der betriebswirtschaftlichen Bewertung unterschiedlicher Anlagenvarianten.

H₂-Toleranz und zusätzliche Verdichterleistung

Auf der Basis eingehender Untersuchungen gelangen die Autoren der Studie [Müller-Syring et al., 2013] zu dem Schluss, dass die bestehende Erdgasinfrastruktur weitgehend für ca. 10 Vol. % H₂-Zumischung geeignet ist, sofern die brenntechnischen Kenndaten entsprechend den geltenden Regelwerken zur Gasbeschaffenheit eingehalten werden. In **Abb. 10** findet sich eine Auflistung von Komponenten des Gastransports, Gasspeicher, Messtechnik, Gasverteilung und Anwendungstechniken, die eine Bewertung der H₂-Verträglichkeit beinhaltet. Grundlegender Forschungsbedarf wird für Erdgasspeicher (insb. Porenspeicher), Gasturbinen und Hochdruck-Erdgastanks gesehen. Der Anteil der Wasserstoffkonzentration im Erdgas ist für den Gasturbinenbetrieb derzeit je nach Hersteller auf 1 bis 5 Vol. % begrenzt. Höhere Wasserstoffkonzentrationen bewirken eine Zunahme der Flammenausbreitungsgeschwindigkeit, was zu thermischen Überlastungen von Brennkammerkomponenten und somit zu

Schäden führen kann. Darüber hinaus sind Flammeninstabilitäten nicht auszuschließen, die ebenfalls Schäden nach sich ziehen können. Bei Erdgastanks und Tankstellen wird Untersuchungsbedarf hinsichtlich der Druckwechselbeanspruchung bei den verwendeten Stahltanks (komprimiertes Erdgas, 200 bar, CNG) gesehen. Weitgehend offen ist, ob Porenspeicher für die Speicherung derartiger Gasgemische geeignet sind. Untersuchungsbedarf wird hinsichtlich mikrobiologischer Aspekte (Bildung von Eisensulfit über Mikroorganismen) sowie die Integrität des Deckgebirges gesehen. Weniger Probleme hingegen werden bei häuslichen Gasendgeräten sowie Gasmotoren gesehen. Die Autoren weisen darauf hin, dass im industriellen Bereich weniger der zugemischte Wasserstoff sondern mehr die Gasbeschaffenheit ein Problem für gassensible Betriebe (z.B. Keramik- und Glasindustrie) darstellen könnte, was den Einsatz von Sauerstoffmesssonden, Wobbe-Messgeräten oder Prozess-Chromatographen notwendig macht.

Abb. 10: Überblicksmatrix: H₂-Toleranz ausgewählter Elemente im Erdgasnetz



Quelle: [Müller-Syring et al., 2013]

IEK-STE 2014

Die Studie [Müller-Syring et al., 2013] weist darauf hin, dass eine Zumischung von Wasserstoff eine Reduzierung der Pipelinetransportkapazität bedeutet. Diese beträgt für eine Pipeline (DN 1000, Länge 250 km, 1 Mio. m³/h) im Falle einer Zumischung von 10 Vol % je nach Gasbeschaffenheit (H-Gas bzw. L-Gas) etwa 5 bis 6 %. Geht man von einer konstanten Transportkapazität aus, wie sie ursprünglich für Erdgas konzipiert wurde, bedeutet dies, dass aufgrund der niedrigeren Dichte der Volumenstrom und der Druckgradient erhöht werden

müsste. Die Folge ist ein Anstieg der Verdichterleistung, die bei einer Zumischung von 10 Vol. % etwa 25 % höher liegt.

Anlagenauslegung und Ausnutzung

Szenarien im Sinne einer Potenzialabschätzung für Deutschland werden nicht durchgeführt. Vielmehr werden vier repräsentative Anwendungsfälle (siehe **Tab. 2**) definiert, die sich in der Einspeisung von Erneuerbaren sowie durch unterschiedliche Erdgasnetzkonstellationen unterscheiden, in die der Wasserstoff bzw. synthetisches Methan eingespeist werden. Mit diesen Anwendungsfällen wird versucht, typische regionale Konstellationen abzubilden und dementsprechend Elektrolyseure auszulegen bzw. Anforderungen zu analysieren. Als weitere limitierende Faktoren, die den Berechnungen zugrunde liegen, sind u.a. zu nennen:

- Wasserstofftoleranz,
- mögliche Einspeisegrenzen für die Erneuerbaren und
- nutzbares Lastband (20 bis 100 % des Auslegungspunktes).

Für die jeweiligen Anwendungsfälle erfolgt eine Abschätzung der notwendigen Elektrolysekapazität, der jährlichen Speichermengen (CH_4 und H_2), der notwendigen H_2 -Speicherkapazität, Volumenströme sowie Einspeiseleistungen. Die strom- und erdgasseitigen Analysen für die Anwendungsfälle basieren auf viertelstündlichen Lastganglinien, die auf Stundenwerte hochgerechnet werden. Die Lastgangcharakteristiken entsprechen gemessenen Werten von Erdgas- bzw. Stromnetzbetreibern und wurden auf das Jahr 2020 hochgerechnet.

Tab. 2: Repräsentative Anwendungsfälle der Studie

Anwendungsfall	Regenerative Einspeisung	Gaseinspeisung
I	Onshore-Windparkverbund mit Netzsammelpunkt	Regionale Transportleitung mit geringem Lastfluss (Leitungsdurchmesser: DN 200, PN 70 bar, 1.300 m ³ /h bis 17.075 m ³ /h)
II	Onshore-Windparkverbund mit Netzsammelpunkt	Überregionale Transportleitung mit sehr hohem Lastfluss (300.000 m ³ /h) und hoher Volatilität
III	Mix: Mehrere Onshore WEA, PV, Bio-masse	Überregionale Transportleitung mit sehr großem Leitungsdurchmesser (DN 600, PN 55 bar, 25.000 bis 119.000 m ³ /h) Lastfluss in beiden Richtungen
IV	Mehrere PV Anlagen mit Netzsammelpunkt	Regionale Verteilungsleitung mit geringem Lastfluss (PN 4 bar, 440 bis 5.800 m ³ /h)

Es erfolgt keine detaillierte Betrachtung des Strom- und Gasmarktes. Ausgangspunkt sind die oben beschriebenen Last- und Erzeugungscharakteristiken. Die Analysen konzentrieren sich darauf, wieviel Wasserstoff unter den Randbedingungen der 4 Anlagenfälle in das Erdgasnetz eingespeist werden kann. Vor dem Hintergrund möglicher Zumischkonzentrationen von Wasserstoff (1 Vol %, 5 Vol % und 10 Vol %), die einen begrenzenden Faktor darstellen, wird der Anteil der Methanisierung abgeschätzt. Diese Rechnungen werden zum einen für die komplette zur Verfügung stehende regenerative Strommenge (Energieband) und zum anderen lediglich für Stromüberschüsse durchgeführt. Bei der Anlagenauslegung (Elektrolyse) wird angenommen, dass 20 - 100 % der zur Verfügung stehenden Elektrolysekapazität genutzt werden kann. Einspeisekapazitäten die darunter liegen, werden nicht berücksichtigt bzw. es wird von einer Abregelung der regenerativen Stromerzeugung ausgegangen. Für die Abschätzung der Energie- bzw. Lastüberschüsse wird eine sogenannte Kappungsgrenze zugrunde gelegt, die mit 2/3 der möglichen installierten Einspeiseleistung angenommen wird. Mit dieser Kappungsgrenze wird versucht, die netzseitigen Begrenzungen abzubilden.

Die Analyse der jeweiligen Anlagenkonzepte ist eine rein technische Betrachtung. Mit den Ergebnissen (für das Jahr 2020) wird gezeigt, wie sich die Randbedingungen (Erdgasflüsse, Stromüberschüsse) auf die Dimensionierung der Elektrolysekapazität auswirken bzw. ab welchem Punkt eine Methanisierung notwendig ist und vorgegebene Wasserstoff-Beimischungsgrenzen erreicht werden. Die Analysen zeigen, dass die Stromüberschüsse in keinem Anlagenkonzept vollständig genutzt werden können. In welchem Ausmaß Wasserstoff eingespeist werden kann und ob eine Methanisierung sinnvoll ist, hängt stark von den standortspezifischen Charakteristika ab. Die Autoren zeigen deutlich, dass eine allgemeingültige Aussage hierüber nicht möglich ist.

Für die Anlagenkonzepte I und II lassen sich Volllaststunden von über 1.000 Stunden (Nutzung der überschüssigen elektrischen Energie bzw. der Elektrolysekapazität) darstellen, während sie für die Methanisierung 638 Stunden betragen. Für den Anwendungsfall III liegen die vergleichbaren Werte in einem Bereich von 300 bis 400 h (Elektrolyse) sowie 160 h (Methanisierung). Im Anwendungsfall IV beträgt die Ausnutzung ca. 1.000 bis 1.400 h (Elektrolyse) bzw. 677 h (Methanisierung). Weitaus höhere Volllaststundenzahlen sind nur dann möglich, wenn nicht nur die Stromüberschüsse sondern das komplette regenerative Stromangebot in Wasserstoff bzw. Methan umgewandelt werden kann.

Wirtschaftlichkeit

Unabhängig von den zuvor erläuterten Anwendungsfällen erfolgt in der Studie eine Wirtschaftlichkeitsanalyse für drei verschiedene Elektrolysevarianten (siehe **Tab. 3**) Die Abschätzung der Investitionen erfolgt dabei auf Komponentenbasis. Berechnet werden die Gesteuerungskosten für Wasserstoff und synthetisches Methan, die anschließend mit konkurrierenden Energieträgerpreisen (Erdgas-, Biogas-, Benzin- und Dieselpreise) verglichen werden. In der ersten Variante (konservativ) wird von einer Alkali-Elektrolyse ausgegangen, die bei at-

mosphärischem Druck arbeitet. Dem gegenüber steht die zweite Variante für eine verbesserte, druckaufgeladene alkalische Elektrolyse. Die dritte Variante repräsentiert eine druckaufgeladene PEM-Elektrolyse. Die Varianten unterscheiden sich durch unterschiedliche Wartungs-/bzw. Reparaturkosten und Risikoaufschläge (aufgrund fehlender langjähriger Betriebserfahrung). **Tab. 4** enthält die Gesamtinvestitionen für unterschiedliche Anlagengrößen. Die für die Methanisierung angegebenen Volumenströme erfordern gemäß der Stöchiometrie einen um den Faktor 4 höheren Wasserstoffvolumenstrom, d.h. die für die Wasserstoffelektrolyse angegebenen Volumenströme (200, 600, 1.200, 32.000 Nm³/h) sind kompatibel zu den in der **Tab. 2** angegebenen CH₄-Volumenströmen (50, 150, 300, 8.000 Nm³/h). Die Differenzkosten entsprechen somit dem zusätzlichen Kostenaufwand für eine der Elektrolyse nachgeschaltete Methanisierung. Für die Anlage mit einem Volumenstrom von 32.000 Nm³/h H₂ bzw. 8.000 Nm³/h CH₄ liegen die zusätzlich zu leistenden Investitionen je nach Elektrolysevariante in einem Bereich von 27 bis 31 %.

Tab. 3: Technisch-wirtschaftliche Annahmen für die Kostenbewertung der Studie

Elektrolyse	4,8 kWh/Nm ³ H ₂ Umgebungsdruck	4,5 kWh/Nm ³ H ₂ 30 bar	4,3 kWh/Nm ³ H ₂ 30 bar
	0,01 Vol.-%	0,01 Vol.-%	0,0001 Vol.-%
Investition Anlage	100 %	100 %	100 %
	100 %	90 %	90 %
Investition Baumaßnahmen	100 %	90 %	90 %
	3% von Anlageninvestition	3% von Anlageninvestition	2% von Anlageninvestition
Berücksichtigung neuer Technik bei Wartung/Reparatur	2 % von Anlageninvestition	1 % von Anlageninvestition	0 % von Anlageninvestition
	6%	6%	6%

Quelle: [Müller-Syring et al., 2013]

IEK-STE 2014

Tab. 4: Gesamtinvestitionen der betrachteten Anlagengrößen der Studie

Gesamtinvestitionen		PtG-H ₂ (Produkt H ₂)				PtG-CH ₄ (Produkt CH ₄)			
Volumenstrom	Nm ³ /h	200	600	1200	32000	50	150	300	8000
Konservativ	Mio. €	3,3	6,2	10,2	169,7	3,9	7,6	12,6	216,7
Optimistisch	Mio. €	2,8	5,4	8,9	150,7	3,4	6,6	11,2	195,2
Zukünftig	Mio. €	2,7	5,1	8,5	142,9	3,3	6,4	10,8	187,7

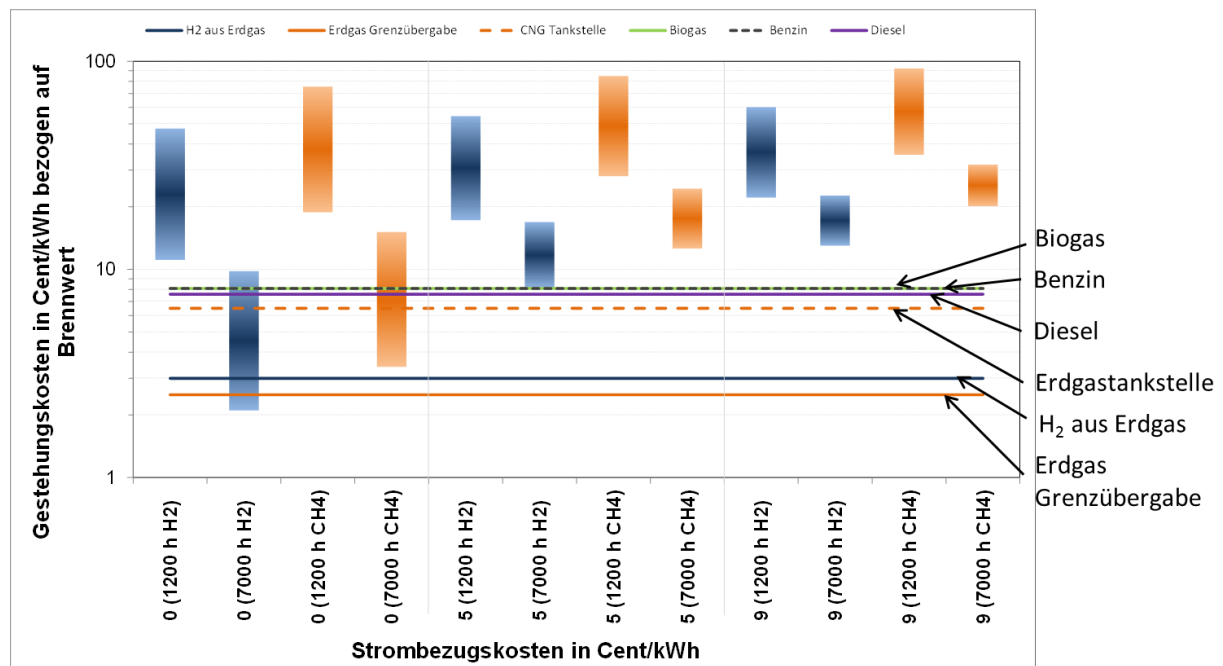
Quelle: [Müller-Syring et al., 2013]

IEK-STE 2014

Unter der Annahme der Kosten in **Tab. 3** und **Tab. 4** wurden spezifische Gestehungskosten für Wasserstoff und SNG berechnet, wobei die Strombezugskosten für die Elektrolyse sowie Volllaststunden variiert wurden. Die Studie gelangt zu folgenden Ergebnissen:

Unter der Randbedingung, dass lediglich negative Regelenergie genutzt wird, was einer Volllaststundenzahl von 1.200 h entspricht, lässt sich weder für Wasserstoff noch für synthetisches Methan ein wirtschaftlicher Vorteil zu anderen Endenergieträgern feststellen (vergleiche **Tab. 3**). Dies gilt selbst für den Fall, dass der Strom ohne Kosten bezogen werden könnte. Erst bei einer Volllaststundenzahl von 7000 und Strombezugskosten von Null erreichen beide Produkte das Preisniveau einiger vergleichbarer Produkte (Diesel, Benzin, Biogas). Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass es sich für diesen Fall mit einer sehr niedrigen Auslastung nicht mehr lediglich um negative Regelenergie, sondern um die komplette Nutzung von regenerativem Strom handelt und damit ein völlig anderes Versorgungskonzept unterstellt wird.

Abb. 11: Spezifische Gesteungskosten für Wasserstoff und SNG im Vergleich zu anderen Energieträgern (wälzbare Kosten nach GasNZV abgezogen)



Quelle: [Müller-Syring et al., 2013]

IEK-STE 2014

Einordnung von Power-to-Gas aus nationaler Perspektive

Das Power-to-Gas Konzept basiert auf der Nutzung von sogenanntem Überschussstrom und benötigt im Fall der Methanisierung Kohlendioxid. Auf der Basis einfacher stöchiometrischer Rechnungen sowie die Annahme von Wirkungsgraden wird im Nachfolgenden diskutiert, welche Überschussstrommengen und CO₂-Mengen für verschiedene Konstellationen notwendig wären. Ausgangspunkt der Berechnungen ist der deutsche Erdgasverbrauch, der im Jahr 2013 ca. 3.106 PJ bzw. ca. 86 Mrd. m³ betrug. Geht man davon aus, dass dieser Erdgasmenge 5 Vol. % Wasserstoff zugemischt werden könnte, wären hierfür etwa 18,4 TWh Überschussstrom notwendig (siehe **Tab. 3**). Zum Vergleich: Die Menge des im Jahr 2013 abgeregelten erneuerbaren Stroms lag nach Angaben der Bundesnetzagentur bei 0,385 TWh. Würde man die Überschussstrommenge von 18,4 TWh vollständig in Methan umwandeln, ließen sich etwa 1,1 Mrd. Nm³ SNG herstellen, was einem Anteil von etwa 1,25% des heutigen Erdgasverbrauchs entspricht. Für die Methanisierung wäre eine CO₂-Menge von ca. 2,13 Mio. t notwendig. Hierbei stellt sich die Frage, ob eine derartige CO₂-Menge aus regenerativen Prozessen überhaupt zur Verfügung steht. Als mögliche CO₂-Quellen kommen die Biogasaufbereitung für den Fall einer Netzeinspeisung sowie die Bioethanol-Produktion in Frage, deren CO₂-Mengen heute nicht genutzt und in die Atmosphäre geleitet werden. Die heute anfallende CO₂-Menge der Biogasaufbereitung beträgt ca. 0,6 Mio. t und die der Bioethanol-Produktion ca. 1 Mio. t. D.h. die gesamte Menge von 1,6 Mio. t würde rein rechnerisch nicht ausreichen, um eine vollständige Methanisierung durchzuführen. Es ist darauf hinzuweisen,

dass es sich um einfache Überschlagsrechnungen handelt. Allerdings kann gezeigt werden, dass die erwartbaren SNG-Mengen im Vergleich zum heutigen Erdgasverbrauch eher gering sind. Die Methanisierung ist somit keine Möglichkeit, um den konventionellen Erdgasverbrauch signifikant substituieren zu können. Darüber hinaus ist festzustellen, dass bei einer rechnerischen Zumischung eine Überschussstrommenge notwendig wäre, die einen Faktor 50 größer ist, als die heute abgeregelte Menge erneuerbaren Stroms.

Tab. 5: Überschussstrommengen, SNG-Produktion und CO₂-Bedarf für unterschiedliche H₂-Zumischungen unter heutigen Bedingungen

H ₂ Zumischung	Überschussstrom (TWh)	CO ₂ Bedarf (Mio. t)	SNG (Mrd. m ³ _N)	Anteil am Erdgasverbrauch 2013
2 Vol.%	7,4	0,85	0,43	0,5%
5 Vol.%	18,4	2,13	1,07	1,25%
10 Vol.%	36,8	4,26	2,14	2,49%

Quelle: eigene Berechnungen

IEK-STE 2014

Ordnungspolitischer Rahmen

Der Gesetzgeber hat in den zurückliegenden Jahren durch eine Reihe von ordnungspolitischen Maßnahmen dafür gesorgt, dass Power-to-Gas gefördert wird. Dazu hat er in der Neufassung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) [EnWG, 2011b] und des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) [EEG, 2012] erste Regelungen für den Umgang mit mittels Elektrolyse erzeugtem Wasserstoff bzw. durch Methanisierung erzeugtem Methan getroffen, auf die im Folgenden eingegangen wird.

Im EnWG wird mittels Power-to-Gas erzeugtes Gas fortan dem Begriff „Biogas“ zugeordnet. In der Begriffsbestimmung heißt es, *Biogas* umfasst „[...] Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG (ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 16) stammt. Die Formulierung „weit überwiegend“ wird im Gesetz mit 80% quantifiziert [EnWG, 2011a]. Auf Grundlage dieser Begriffszuordnung ergeben sich für Gas aus Power-to-Gas alle Regelungen und Privilegien für Biogas.

Dazu zählt nach § 36 Absatz 1 der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) [GasNZV, 2010] die Möglichkeit, das Gas unter Einhaltung der Anforderungen der technischen Arbeitsblätter G 260 und G 262 des DVGW (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.) in das öffentliche Gasnetz einzuspeisen. Der Netzanschluss erfolgt nach § 33 Absatz 1 GasNZV vorrangig. Die Kostenbeteiligung des Netzbetreibers beträgt 75%, wobei die Kosten des An-

schlussnehmers 250.000€ nicht übersteigen dürfen, sofern die Leitungslänge einen Kilometer nicht übersteigt. Auch der Transport des erzeugten Gases erfolgt nach § 34 Absatz 1 GasNZV vorrangig.

Nach § 118 Absatz 6 EnWG sind neu errichtete Power-to-Gas-Anlagen, die zwischen dem 04.08.2011 und dem 03.08.2026 in Betrieb genommen werden, zur Speicherung elektrischer Energie für 20 Jahre von Einspeiseentgelten in das Gas- und im Fall einer Rückverstromung auch in das Stromnetz befreit. Diese Regelung gilt für alle Power-to-Gas-Anlagen unabhängig von den zur Stromerzeugung eingesetzten Energieträgern. Sie erweitert derart die Befreiung der Biogaseinspeisung von Einspeiseentgelten nach §§ 18 und 19 der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) [GasNEV, 2010].

Zusätzlich erhalten Biogaseinspeiser auf Basis von § 20a GasNEV ein pauschales Entgelt in Höhe von 0,007€/kWh von ihrem Netzbetreiber für vermiedene Netzkosten. Dies gilt für 10 Jahre ab Inbetriebnahme des Netzanschlusses. Dieser Anspruch gilt ebenfalls für Gas auf Basis von Power-to-Gas.

Als weitere Einnahmequelle regelt das EEG [EEG, 2012] die Vergütung des rückverstromten Gases aus Power-to-Gas. Dazu führt es den Begriff des *Speichergases* ein. „Speichergas [ist] jedes Gas, das keine erneuerbare Energie ist, aber zum Zweck der Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien ausschließlich unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird.“ Diese Begriffsbestimmung unterscheidet sich gegenüber der Biogaszusordnung des Wasserstoffs bzw. SNG im EnWG dadurch, dass der Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energien nicht nur 80%, sondern 100% betragen muss. Allerdings legt sich das EEG im Gegensatz zum EnWG nicht auf eine Nutzung von Wasserstoff oder SNG als Speichermedium fest.

Darüber hinaus besagt das EEG [EEG, 2012] in § 16 Absatz 1, dass die Stromerzeugung in „Anlagen, die ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen“ zu einem Anspruch auf EEG-Vergütung oder Direktvermarktung führt. Dieser Anspruch gilt insbesondere auch für Strom, der vor der Einspeisung, z.B. in Form von Power-to-Gas zwischengespeichert wurde. Dabei wird laut § 16 Absatz 2 Satz 2 nur die Strommenge vergütet, „die aus dem Zwischenspeicher in das Netz eingespeist wird“. Umwandlungs- und Transportverluste werden demnach nicht vergütet. Die Höhe des EEG-Vergütungsanspruchs richtet sich § 16 Absatz 2 Satz 3 entsprechend nach den erneuerbaren Energien, die für die Speichergaserzeugung eingesetzt wurden.

Im Entwurf des neuen EEG [EEG, 2014] finden sich im Vergleich mit der Version von 2012 keine Änderungen, welche die konzeptionellen Vergütungsansprüche von Power-to-Gas betreffen. Auf indirekte Weise wirken sich allerdings geänderte EEG-Vergütungssätze auf rückverstromtes Gas aus. Grundsätzliche Änderungen sind nach aktuellem Stand aber für die nahe Zukunft nicht zu erwarten. Als ein Beispiel für mögliche zukünftige Änderungen und eine durchaus stattfindende Debatte sei auf eine Forderung des Verbandes kommunaler Unternehmen e.V. (VKU) verwiesen, der für eine optimale Auslastung der Power-to-Gas-

Anlagen auch einen Betrieb mit nicht-regenerativem Strom fordert, ohne dass der Anteil des regenerativ erzeugten Speichergases seine EEG-Vergütungsfähigkeit verliert. Ein mögliches Einsatzfeld wäre die Bereitstellung von Regelenergie [Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU), 2013]. Die zukünftige Entwicklung wird zu beobachten sein.

Zuletzt sei darauf verwiesen, dass laut § 9a Absatz 1 des Stromsteuergesetzes [StromStG, 2006] die Elektrolyse für Unternehmen des produzierenden Gewerbes von der Stromsteuer befreit ist.

Auf europäischer Ebene stellt sich die Situation nicht so fortgeschritten wie in Deutschland dar. In der Richtlinie zum Elektrizitätsbinnenmarkt [EG-Richtlinie, 2009a] und Richtlinie zum Erdgasbinnenmarkt [EG-Richtlinie, 2009b] finden sich noch keine Hinweise auf das Power-to-Gas-Konzept. Allerdings weist eine Task Force für Smart Gas Grids der EU Kommission in einem Bericht von 2011 auf in Deutschland durchgeführte Projekte zu Power-to-Gas hin. In dieser wird das Konzept als vielversprechende Möglichkeit zur Speicherung von erneuerbarer Energie auf Basis von Wind und Sonne zu Wettbewerbspreisen in Form von Wasserstoff gewürdigt [EU Commission Task Force for Smart Grids - Expert Group 5, 2011]. Auch ein eingesetztes „Committee of the Regions“ urteilt im September 2013, dass Pilotprojekte für Power-to-Gas-Konzepte auf lokaler und regionaler Ebene realisiert und die gewonnenen Erkenntnisse zur Verfügung gestellt werden sollen [Committee of the Regions, 2013]. Derart lässt sich erkennen, dass Power-to-Gas auch auf europäischer Ebene durchaus wahrgenommen und beobachtet wird. Allerdings zeigt sich auch, dass zunächst weitere Untersuchungen erfolgen sollen, bevor der Gesetzgeber aktiv wird. Abschließend fasst **Tab. 6** die Regelungen noch einmal zusammen, welche den Einsatz der Power-to-Gas-Technik betreffen.

Tab. 6: Zusammenfassung ordnungspolitischer Regelungen

Gesetz/Verordnung	Regelung
Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Biogasdefinition : H₂, SNG: (> 80% Erneuerbare) ▪ Neue Power to Gas Anlagen mit Speicheraufgabe werden von Einspeiseentgelten befreit
Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Regelung der Netzanschlusskosten für Biogas
Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Entgelt für vermiedene Netzkosten
Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Speichergasdefinition (100% Erneuerbare) ▪ Höhe der Vergütung
Stromsteuergesetz (StromStG)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Die Elektrolyse ist in Unternehmen des produzierenden Gewerbes von der Stromsteuer befreit

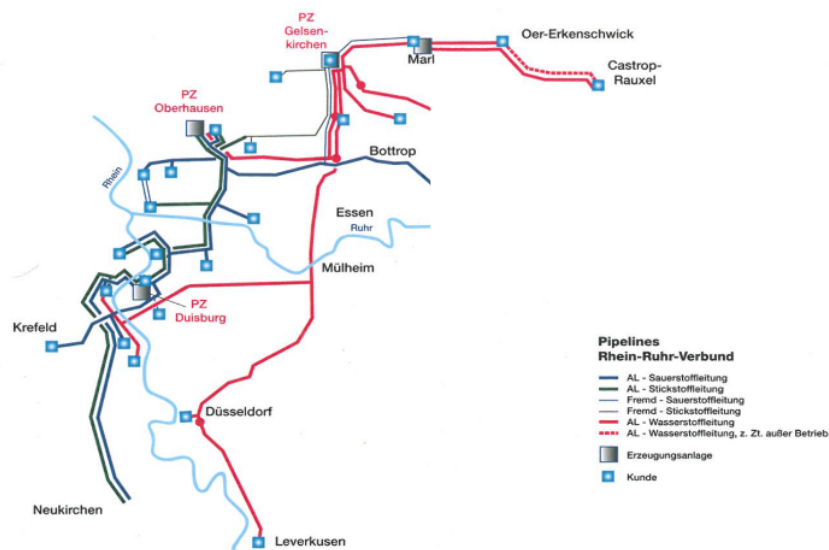
Exkurs: Derzeitige Bedeutung des Wasserstoffs für NRW

Wasserstoff wird industriell in Herstellungs- und Veredelungsprozessen genutzt. Zu den Haupterzeugern zählen die Bereiche Chlorproduktion und die Kohleveredlung (Kokerei). Eine Sonderstellung nimmt die Raffinierung von mineralölbasierten Kraftstoffen ein, da diese den erzeugten Wasserstoff zur Erzeugung kurzketziger Kohlenwasserstoffprodukte und zur Entschwefelung von Kraftstoffen direkt wieder verwendet und somit annähernd kein Netto-Überschuss an Wasserstoff entsteht. Zu den größten Wasserstoff-Verbrauchern im verarbeitendem Gewerbe zählen die Ammoniak- und Methanol-Synthese und bereits erwähnt das Hydro-Cracking und –treating von Mineralölprodukten. [EnergieAgentur NRW, 2013]

Weltweit werden die Mengen an stofflich genutztem Wasserstoff auf knapp 49 Mio. t pro Jahr geschätzt. 96 % des Wasserstoffs stammt hierbei aus fossilen Ausgangsstoffen (maßgeblich Erdgas) und nur 4 % aus der Elektrolyse. In Deutschland beläuft sich die Menge auf ca. 1,8 Mio. t pro Jahr. [EnergieAgentur NRW, 2013] Im Jahr 2009 belief sich die Menge des erzeugten Wasserstoffs in NRW auf ca. 0,4 Mio. t pro Jahr. [Pastowski et al., 2009]

Zur Verteilung des industriell genutzten Wasserstoffs existiert bereits eine historisch gewachsene Erzeugungs-, Transport-/ Verteilungsinfrastruktur in NRW. Sie verbindet Wasserstoff-Erzeuger mit großen Verbrauchern und gewährleistet einen sicheren Betrieb bereits über mehrere Dekaden. Das Pipeline-Netz umfasst hierbei eine Länge von ca. 240 km bei einem Druckniveau von 25 bar. Der Reinheitsgrad liegt bei 99,95 % und einer transportierten Jahresmenge von knapp 32.000 t.

Abb. 12: Wasserstoff-Pipeline-Netz in NRW



Quelle: [EnergieAgentur NRW, 2013]

IEK-STE 2014

Literatur

- AGEE (2014) *Erneuerbare Energien im Jahr 2013*. Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien - Statistik (AGEE),.
- BMU (2010) *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. "Leitstudie 2010"*. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- BMU (2012) *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. "Leitstudie 2011"*. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/48591.php.
- BRANDT, G. (2012) Die Rolle von Speichern im Energiesystem der Zukunft. *BWK - Brennstoff-Wärme-Kraft*, 64 (2012) Nr. 10, 37-40.
- BUKVIC-SCHÄFER, A. S. (2012) *Local Energy Storage - The Next Level of PV Grid Integration*. International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES), Berlin.
- COMMITTEE OF THE REGIONS (2013) *Opinion on "Making the internal energy market work"*.
- CONSENTEC (2014) Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt. *Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. www.regelleistung.net.
- CONSENTEC & IAEW (2011) *Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen*. CONSENTEC Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Aachen. http://www.consentec.de/wp-content/uploads/2011/12/Gutachten_Flexibilisierung_Abschlussbericht.pdf (2014-04-01).
- DGS (2013) *EnergyMap - EEG-Anlagenregister*, Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.
- EEG (2012) Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG.
- EEG (2014) Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts.
- EG-RICHTLINIE (2009a) 2009/72/EG Richtlinie zum Elektrizitätsbinnenmarkt.
- EG-RICHTLINIE (2009b) 2009/73/EG Richtlinie zum Erdgasbinnenmarkt.
- ENERGIEAGENTUR NRW (2013) Wasserstoff - Schlüssel zur Energiewende. www.energieagentur.nrw.de, 09/2013.
- ENERGIEKONZEPT (2010) *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*.
- ENWG (2011a) Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften.
- ENWG (2011b) Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften.
- EU COMMISSION TASK FORCE FOR SMART GRIDS - EXPERT GROUP 5 (2011) *Smart Grid aspects related to Gas*.
- FUHS, M. (2012) Die Speicher kommen - Marktübersicht. *photovoltaik*, 10/2012, 40-49.

- GASNEV (2010) Gasnetzentgeltverordnung - GasNEV.
- GASNZV (2010) Gasnetzzugangsverordnung - GasNZV.
- IEA (2012) *Energy Technology Perspectives 2012 - Pathways to a Clean Energy System*. Paris, International Energy Agency (IEA).
- INFORMATION UND TECHNIK - NRW (2013) *Statistisches Jahrbuch Nordrhein-Westfalen*.
- KUHN, P. (2011) Speicherbedarf im Stromnetz. *FfE Fachtagung 2011: Energieeffizienz – eine stete Herausforderung an Wissenschaft und Praxis*. München, Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE).
- NITSCH, J., et al. (2010) *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global (Leitstudie 2010)*. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung, Stuttgart. http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2010_bf.pdf (2014-01-20).
- NRW LANDESREGIERUNG (2013) Gesetz zur Förderung des Klimaschutzes in Nordrhein-Westfalen <http://www.umwelt.nrw.de/klima/klimaschutzgesetz-nrw/index.php>.
- PASTOWSKI, A., GRUBE, T., FISCHEDICK, M. & STOLTEN, D. (2009) Perspektiven für den Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur am Beispiel NRW.5, 591-597.
- PESCH, T. & STENZEL, P. (2013) *Analysis of the market conditions for storage in the German day-ahead and secondary control market*. 10th International Conference on the European Energy Market - EEM13, Stockholm.
- PILLOT, C. (2009) *Present and future market situation for batteries*. Batteries 2009 - The international power supply conference and exhibition, Nizza, 30.09.-02.10.2009.
- RIEGEL, B. (2012) *Die Blei-Säure Technologie - Entwicklungen und Anwendungen - Wettbewerbsfähigkeit*. 2. VDI Konferenz Elektrochemische Energiespeicher für stationäre Anwendungen, Ludwigsburg.
- SCHREIEDER, M., STERNKOPF, B. & BERNINGER, U. (2013) *Erfolgreiche Integration einer Großbatterie in den Primärregelleistungsmarkt*. Hdt-Tagung Kraftwerk Batterie, Aachen.
- SRU (2011) *Wege zu 100% Erneuerbaren Stromversorgung*. Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU).
- STENZEL, P., BONGARTZ, R., FLEER, J., HENNINGS, W. & LINSSEN, J. (2013) Energiespeicher. *BWK - Brennstoff-Wärme-Kraft*, 04-2013, 58-69.
- STORE (2014) *Facilitating energy storage to allow high penetration of intermittent renewable energy Final Report* www.store-project.eu
- STROMSTG (2006) Stromsteuergesetz - StromStG.
- UBA (2010) *Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen*. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau.
- ÜNETZB (2012) *Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung*. www.regelleistung.net.

- VDE (2012) *Energiespeicher für die Energiewende. Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050*. Verband der Elektrotechnik, Frankfurt am Main
- VERBAND KOMMUNALER UNTERNEHMEN E.V. (VKU) (2013) *Power to Gas - Ordnungspolitische Rahmen und Anpassungsbedarf*.
- WWF (2009) *Modell Deutschland. Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken*. WWF Deutschland, Basel/Berlin. http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/WWF_Modell_Deutschland_Endbericht.pdf.
- ZACH, K., AUER, H., KÖRBLER, G. & LETTNER, G. (2012) *Contribution of Bulk Energy Storage in Future Electricity Systems Facilitating Renewable Energy Expansion*. Vienna University of Technology, Institute of Energy Systems and Electrical Drives, Energy Economics Group (EEG). http://www.store-project.eu/en_GB/project-results (2014-04-03).

STE-Preprints 2014

- 01/2014 Linssen, Jochen, Hake, Jürgen-Friedrich: International Hydrogen Research, Development, Demonstration and Deployment Activities.
- 02/2014 Schlör, Holger, Hake, Jürgen-Friedrich, Fischer, Wolfgang: Integrated Sustainability Assessment of Climate Impact, Land, Energy and Water Use in Germany against the Background of the UN Green Economy Model and Germany's Sustainability Strategy.
- 03/2014 Stenzel, Peter, Baumann, Manuel, Fleer, Johannes, Zimmermann, Benedikt, Weil, Marcel: Database development and evaluation for techno-economic assessments of electrochemical energy storage systems.
- 04/2014 Stenzel, Peter, Bongartz, Richard, Fleer, Johannes, Hennings, Wilfried, Linssen, Jochen, Markewitz, Peter: Energiespeicher
- 05/2014 Schlör, Holger, Hake, Jürgen-Friedrich, Fischer, Wolfgang: Survey of sustainable indicator systems – two pictures of the world.
- 06/2014 Pesch, Thimo, Allelein, Hans-Josef, Hake, Jürgen-Friedrich: Impacts of the transformation of the German energy system on the transmission grid
- 07/2014 Schlör, Holger, Hake, Jürgen-Friedrich, Fischer, Wolfgang: Sustainable development and Sen's capabilities approach.
- 08/2014 Weckenbrock, Christoph, Fischer, Wolfgang, Hake, Jürgen-Friedrich: Lessons from the German Energiewende

STE-Research Reports 2014

- 01/2014 Többen, Johannes: Construction of Multi-regional Supply-Use Tables: Experiences from Germany's Federal States
- 02/2014 Schumann, Diana: Akzeptanz von CO₂-Offshore-Speicherung, CO₂-Onshore-Speicherung und CO₂-Transport per Pipeline in der deutschen Bevölkerung.

Systems Analysis and Technology Evaluation at the Research Centre Jülich

Many of the issues at the centre of public attention can only be dealt with by an interdisciplinary energy systems analysis. Technical, economic and ecological subsystems which interact with each other often have to be investigated simultaneously. The group Systems Analysis and Technology Evaluation (STE) takes up this challenge focusing on the long-term supply- and demand-side characteristics of energy systems. It follows, in particular, the idea of a holistic, interdisciplinary approach taking an inter-linkage of technical systems with economics, environment and society into account and thus looking at the security of supply, economic efficiency and environmental protection. This triple strategy is oriented here to societal/political guiding principles such as sustainable development. In these fields, STE analyses the consequences of technical developments and provides scientific aids to decision making for politics and industry. This work is based on the further methodological development of systems analysis tools and their application as well as cooperation between scientists from different institutions.

Leitung/Head: Prof. Jürgen-Friedrich Hake

Forschungszentrum Jülich

Institute of Energy and Climate Research

IEK-STE: Systems Analysis and Technology Evaluation

52428 Jülich

Germany

Tel.: +49-2461-61-6363

Fax: +49-2461-61-2540

Email: preprint-ste@fz-juelich.de

Web: www.fz-juelich.de/ste

